



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SÉRGIO PINHEIRO DOS SANTOS

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO EM SISTEMAS COM
GRANDE PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E DISPOSITIVOS DE
ARMAZENAMENTO**

Recife
2019

SÉRGIO PINHEIRO DOS SANTOS

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO EM SISTEMAS COM
GRANDE PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E DISPOSITIVOS DE
ARMAZENAMENTO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Profº. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Coorientador: Profº. Dr. Otoni Nóbrega Neto.

Recife
2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

- S237m Santos, Sérgio Pinheiro dos.
Metodologia de planejamento da expansão em sistemas com grande participação de fontes renováveis e dispositivos de armazenamento / Sérgio Pinheiro dos Santos. - 2019.
183 folhas, il., tabs., abr. e sigl.
- Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.
Coorientador: Prof. Dr. Otoni Nóbrega Neto.
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui Referências.
1. Engenharia Elétrica. 2. Planejamento. 3. Fontes renováveis. 4. Reserva.
5. Armazenamento. 6. Flexibilidade operacional. 7. Congestionamento de transmissão.
I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Nóbrega Neto, Otoni (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-176

SÉRGIO PINHEIRO DOS SANTOS

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO EM SISTEMAS COM
GRANDE PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E DISPOSITIVOS DE
ARMAZENAMENTO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 31 / janeiro / 2019.

BANCA EXAMINADORA

Profº. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Geraldo Leite Torres (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Otoni Nóbrega Neto (Coorientador e Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Profº. Dr. Benemar Alencar de Souza (Examinador Externo)
Universidade Federal de Campina Grande

Dedico este trabalho aos meus pais, José Gomes e Judileide, a minha esposa Ana Paula e filhos, Samuel e Rafael pelo exemplo, carinho, incentivo e confiança. À minha esposa, pela ajuda, compreensão, paciência, companheirismo, dedicação e amor e aos minhas irmãs e amigos que sempre estiveram ao meu lado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS por ter dado condições de buscar as oportunidades.

Aos meus pais, irmãs, esposa, filhos e a toda família que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que chegasse até esta etapa da minha vida.

Aos meus orientadores o Prof. Dr. Ronaldo Aquino e Prof. Dr. Otoni Nóbrega pela confiança no desenvolvimento do trabalho e pela ajuda na elaboração desta pesquisa.

A equipe do Laboratório Digital de Sistemas de Potência – LDSP/UFPE que sempre estiveram presentes no desenvolvimento das atividades.

Aos amigos de turma pelas horas de estudos, compartilhadas durante as disciplinas.

À Chesf, por ter proporcionado esta grande oportunidade, em especial toda equipe do Departamento de Planejamento da Expansão - DEPE suporte e apoio para o término deste trabalho.

A todos aqueles que de alguma forma estiveram e estão próximos, fazendo esta vida valer cada vez mais a pena.

Enfim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

RESUMO

O planejamento tem por objetivo otimizar os investimentos em expansão para atender ao mercado de forma econômica e segura. A expansão com eólicas e solares requerem uma abordagem sistêmica estruturada, baseada na integração geração-transmissão e na alocação da curva de carga. Apesar dos esforços do setor, a metodologia atual não consegue atender essas necessidades. Com isso, há um descasamento da expansão com o atendimento dos requisitos de reserva, fundamental para cobrir erros de previsão e falhas no sistema. Esta tese mostra que esses recursos não são suficientes e as baterias (BESS), térmicas de ar comprimido (CAES) e hidrelétricas reversíveis (PHES) terão um papel importante no sistema. Para fundamentar a pesquisa, foi realizada uma revisão bibliográfica considerando os estudos realizados nos Estados Unidos e na Europa. A proposta usa a representação horária das fontes renováveis, permitindo visualizar restrições de geração e transmissão não detectadas em modelos puramente energéticos. Três experimentos são apresentados: O primeiro, com uma variante do sistema IEEE RTS para a validação da metodologia. O segundo, com os dados reais da operação 2015 e 2016 para determinar as curvas de carga e, por último, a aplicação na expansão do sistema Brasileiro. De acordo com os resultados, os dispositivos de armazenamento permitem reestabelecer o requisito mínimo de reserva e proporcionam maior flexibilidade operativa. Suas aplicações variam de PHES, para sistemas de grande porte, como as BESS, para soluções locais descentralizadas.

Palavras-chave: Planejamento. Fontes renováveis. Reserva. Armazenamento. Flexibilidade operacional. Congestionamento de transmissão.

ABSTRACT

The purpose of planning is to optimize investments in expansion to meet the market economically and safely. Wind and solar expansion require a structured systemic approach, based on generation-transmission integration and load shape allocation. Despite industry efforts, the current methodology fails to meet those needs. With this, there is a mismatch of expansion with the fulfillment of the reserve requirements, fundamental to cover forecast errors and system failures. This thesis shows that these resources are not sufficient and the batteries (BESS), thermal compressed air (CAES) and hydroelectric reversible (PHES) will play an important role in the system. To support the research, a bibliographic review was carried out considering the studies realized in the United States and Europe. The proposal uses the hourly representation of renewable sources, allowing the visualization of generation and transmission constraints not detected in purely energetic models. Three experiments are presented: The first one, with a variant of the IEEE RTS system for the validation of the methodology. The second, with the actual data of the 2015 and 2016 operation to determine load curves and, finally, the application in Brazilian system expansion. According to the results, the storage devices allow to reestablish the reserve minimum requirement and provide greater operational flexibility. Their applications range from PHES, for large systems, such as BESS, to decentralized local solutions.

Keywords: Energy planning. Renewable sources. Power reserve. Storage. Operational flexibility. Transmission congestion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de carga da Califórnia período de 2013 a 2016	23
Figura 2 - Matriz brasileira por fonte para em 2001 e no horizonte 2021. 24	
Figura 3 - Sistema de transmissão planejado	25
Figura 4 - Faixa Operativa dos geradores da UHE de Paulo Afonso IV ..	26
Figura 5 - Benefícios da utilização do armazenamento	29
Figura 6 - Cenários de avaliação da expansão da geração	43
Figura 7 - Componentes dos modelos de planejamento energético	45
Figura 8 - Nível de armazenamento do SIN.....	56
Figura 9 - Usinas Hidrelétricas e as interferências socioambientais	57
Figura 10 - Energia natural afluyente das hidrelétricas amazônicas.....	58
Figura 11 - Curva de geração eólica e fotovoltaica.....	60
Figura 12 - Representação das eólicas e solares no DHO	61
Figura 13 - Potencial eólico e solar no Brasil.....	62
Figura 14 - Representação das barras no fluxo potência CC	64
Figura 15 - Resposta dos controles primário, secundário e terciário	68
Figura 16 - Prospecção das principais tecnologias de armazenamento ..	75
Figura 17 - Curvas de carga semanais para fornecimento energético.....	76
Figura 18 - Curva de carga com oscilação de potência	77
Figura 19 - Curva de armazenamento com saída não programada.....	78
Figura 20 - Armazenamento para compensação de reativos	78
Figura 21 - Armazenamento com congestionamento na rede	79
Figura 22 - Esquema de uma hidrelétrica de bombeamento	80
Figura 23 - UHE reversível de Racoon Mountain de 1.652 MW.....	82
Figura 24 - UHE com bombeamento com água do mar.....	83

Figura 25 - Funcionamento de uma térmica CAES.....	86
Figura 26 - Potencialidades de cavernas.....	88
Figura 27 - Sistema de armazenamento, em Minesota	90
Figura 28 - Princípio de funcionamento do ARES.....	93
Figura 29 - Esquemático do sistema de conversão ARES	94
Figura 30 - Projeto do tipo ARES.....	95
Figura 31 - Etapas para a obtenção do balanço carga-geração	97
Figura 32 - Alocação da curva de carga do NE, março de 2019.....	98
Figura 33 - Curvas de carga da região Nordeste 2012-2017	99
Figura 34 - Curvas de geração eólica da região Nordeste 2012-2017.....	99
Figura 35 - Rede equivalente de parte da Europa	101
Figura 36 - Rede equivalente eletroenergética do Brasil	102
Figura 37 - Etapas para construção da rede equivalente	103
Figura 38 - Sistema de transmissão, ano 2024, área de Natal-RN.....	104
Figura 39 - Representação do sistema Norte-Nordeste, ano 2024.....	105
Figura 40 - Avaliação energética da base IEEE14HWS	110
Figura 41 - Processo de validação do algoritmo	111
Figura 42 - Fluxo de carga para a base IEEE14HWS.....	112
Figura 43 - Reserva calculada e otimizada segundo a proposta	113
Figura 44 - Variáveis de otimização da reserva operativa	113
Figura 45 - Avaliação energética da curva de carga.....	114
Figura 46 - Energia armazenada durante a simulação	115
Figura 47 - Fluxo de carga da barra 1 para a barra 5	116
Figura 48 - Fluxo de carga da barra 2 para a Barra 3.....	116
Figura 49 - Metodologia de planejamento da expansão	118

Figura 50 - Balanço estrutural de energia 2015-2016.....	123
Figura 51 - Balanço estrutural de potência 2015-2016	123
Figura 52 - Geração Nordeste, entre 2015 e 2016	125
Figura 53 - Mercado e intercâmbio, entre 2015 e 2016	125
Figura 54 - Curva de permanência da carga entre 2015 e 2016	126
Figura 55 - Permanência eólica entre 2015 e 2016	127
Figura 56 - Permanência do intercâmbio entre 2015 e 2016	127
Figura 57 - Avaliação elétrica para a transmissão 2015-2016	128
Figura 58 - Fluxo de potência na região Nordeste	128
Figura 59 - Energia de reserva e eólica (mar/2015 a fev/2016).....	129
Figura 60 - Curva de permanência da reserva (mar/2015 a fev/2016) ..	130
Figura 61 - Reserva e o limite ONS (mar/2015 a fev/2016)	131
Figura 62 - Otimização da reserva para a operação de 2015-2016.....	132
Figura 63 - Armazenamento adicional para a operação de 2015-2016 .	133
Figura 64 - Nível de armazenamento para a operação de 2015-2016...	133
Figura 65 - Participação por fonte no SIN, ano 2022	134
Figura 66 - Hidrelétrica e térmica otimizada, carga pesada, Nordeste ..	135
Figura 67 - Custo total do despacho hidrotérmico, carga pesada.....	136
Figura 68 - Intercâmbio NE, carga pesada	136
Figura 69 - Energia firme por fonte do SIN (2019-2024).....	138
Figura 70 - Balanço de ponta do SIN (2019-2024)	138
Figura 71 - Potência nas interligações em sobrecarga, período seco ...	141
Figura 72 - Potência nas interligações em sobrecarga, período úmido .	141
Figura 73 - Balanço de ponta e reserva operativa 2019-2024	142
Figura 74 - Reserva operativa calculada e otimizada	144

Figura 75 - Variáveis de otimização da reserva operativa	145
Figura 76 - Avaliação energética da curva de carga.....	145
Figura 77 - Energia durante a simulação do sistema.....	146
Figura 78 - Fluxo de potência entre Serra da Mesa e Miracema	147
Figura 79 - Fluxo de potência entre Ceará e Rio Grande do Norte.....	147
Figura 80 - Otimização da reserva com eliminação da sobrecarga	148
Figura 81 - Matriz energética para a solução da sobrecarga	149
Figura 82 - Dispositivo de armazenamento para eliminar restrição	149
Figura 83 - Experimentos para diferentes tipos de armazenamento.....	151
Figura 84 - Otimização considerando diferentes tecnologias	152
Figura 85 - Reserva e armazenamento com diferentes tecnologias	153
Figura 86 - Recursos energéticos com armazenamento	153
Figura 87 - Fluxo de potência em função da localização do <i>storage</i>	154
Figura 88 - Eliminação d sobrecarga na transmissão	155
Figura 89 - Estrutura interna da ampliação da UHE Luiz Gonzaga	156
Figura 90 - Armazenamento da UHE Luiz Gonzaga.....	159
Figura 91 - Armazenamento do reservatório de Moxotó	159
Figura 92 - Produção de potência na UHE Luiz Gonzaga	159
Figura 93 - Curva cota-volume do reservatório de Moxotó	160
Figura 94 - Armazenamento em função das defluências em ULG.....	161
Figura 95 - Energia armazenada na UHE Luiz Gonzaga	161
Figura 96 - Comparação entre os custos normalizados.....	162

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Perdas de potência do parque gerador hidrelétrico brasileiro .	58
Tabela 2 - Vantagens e desvantagens das tecnologias.....	75
Tabela 3 - Listagem dos potenciais aproveitamentos reversíveis	84
Tabela 4 - Comparação entre as tecnologias de UTEs	85
Tabela 5 - Índices de correlação das curvas de mercado e eólicas.....	100
Tabela 6 - Índices de correlação das medições de vento	104
Tabela 7 - Distribuição dos recursos energéticos, ano 2024	106
Tabela 8 - Dados de carga e geração da base IEEE14HWS	112
Tabela 9 - Comparação dos custos marginais entre 2015 e 2016.....	122
Tabela 10 - Custos marginais e risco de déficit PDE 2026	137
Tabela 11 - Fluxos de potência da análise na curva de carga.....	140
Tabela 12 - Comparação de alternativas para a expansão	150
Tabela 13 - Aumento da garantia física para a reversível.....	157
Tabela 14 - Aumento de potência para a reversível	157

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARES	Advanced Rail Energy Storage (ferrovia avançada de armazenamento de energia)
BCG	Balanço Carga-Geração
BESS	Batteries Energy Storage (armazenamento de energia por baterias)
CAES	Compressed Air Energy Storage (armazenamento de energia com ar comprimido)
CAG	Controle Automático da Geração
DHO	Despacho Hidrotérmico Ótimo
EENS	Expected energy not supplied (energia esperada não suprida)
ENA	Energia Natural Afluenta
EOL	Usina de Geração Eolielétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Energy Storage System (sistemas de armazenamento de energia)
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada)
FC	Fator de Capacidade
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GD	Geração distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda

HVAC	High Voltage AC Transmission (transmissão em alta tensão AC)
HVDC	High Voltage DC Transmission (transmissão em alta tensão CC)
IA	Inteligência Artificial
IEA	International Energy Agency (agência de energia internacional)
LCOE	Levelized Cost of Energy (custo nivelado de energia)
LOLE	Loss of load expectation (perda de carga esperada)
LOLF	Loss of load frequency (frequência de perda de carga)
LOLP	Loss of load probability (probabilidade de perda de carga)
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE	Plano Decenal da Expansão
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PHES	Pumped Hydro Energy Storage (hidrelétricas de bombeamento para armazenamento de energia)
PCV	Polinômio Cota-Volume
PL	Programação Linear
PI	Pontos Interiores
RTP	Real Time Precification (precificação em tempo real)
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming (programação dinâmica dual estocástica)
SMCS	Simulação de Monte Sequencial
UFV	Usina de Geração Solar Fotovoltaica
UHE	Usina de Geração Hidroelétrica

USCA United States Climate Change Alliance (aliança de mudanças climáticas dos EUA)

VESS Virtual Energy Storage Systems (sistema virtual de armazenamento de energia)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO	20
1.1.1	Políticas de incentivos às fontes renováveis	20
1.1.2	Matriz energética brasileira	21
1.1.3	Dispositivos de armazenamento	28
1.2	OBJETIVO E CONTRIBUIÇÕES.....	30
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	32
2.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	32
2.2	ALOCAÇÃO NA CURVA DE CARGA.....	34
2.3	REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO.....	37
2.4	OTIMIZAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA	38
2.5	DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO.....	39
3	PLANEJAMENTO DO SISTEMA	42
3.1	PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO	42
3.1.1	Construção dos cenários de expansão	42
3.1.2	Formulação do problema de DHO.....	45
3.1.3	Métodos de pontos interiores	48
3.1.4	Implementação computacional.....	53
3.1.5	Modelagem das usinas sem reservatórios	55
3.1.6	Modelagem da geração eólica e solar.....	59
3.2	PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO	62
3.3	REQUISITOS DE RESERVA DO SISTEMA	65
3.3.1	Caracterização dos tipos de reservas	66
3.3.2	Reserva operativa de potência.....	68
3.3.3	Planejamento da reserva operativa.....	70
4	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	73
4.1	TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO	73
4.2	HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (PHES)	80
4.3	AR COMPRIMIDO (CAES)	85
4.4	BATERIAS ELÉTRICAS (BESS)	88

4.5	TRENS DE GRAVIDADE (ARES).....	92
5	RESERVA OPERATIVA NO PLANEJAMENTO	96
5.1	BALANÇO CARGA-GERAÇÃO.....	96
5.1.1	Evolução dos dados da operação	98
5.2	REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	100
5.3	OTIMIZAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA	106
5.4	MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO ALGORITMO	109
5.5	PROPOSTA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	117
6	RESULTADOS.....	121
6.1	ANÁLISE DADOS DA OPERAÇÃO 2015-2016	121
6.1.1	Avaliação energética	121
6.1.2	Balanço carga-geração	122
6.1.3	Avaliação elétrica	127
6.1.4	Avaliação da reserva.....	129
6.1.5	Otimização da reserva	131
6.2	RESULTADOS NO PROGRAMA DE EXPANSÃO	134
6.2.1	Avaliação energética	135
6.2.2	Balanço carga-geração	137
6.2.3	Avaliação elétrica	139
6.2.4	Avaliação da reserva.....	142
6.2.5	Otimização da reserva	143
6.2.6	Impactos da otimização da reserva na transmissão.....	146
6.2.7	Solução da sobrecarga na transmissão	147
6.2.8	Integração de diferentes tipos de armazenamento	150
6.3	ELABORAÇÃO DE PROJETO DE ARMAZENAMENTO	155
6.3.1	Avaliação dos ganhos energéticos	156
6.3.2	Simulação da operação energética	158
6.3.3	Energia armazenada	160
6.4	ANÁLISES DOS RESULTADOS	163
7	CONCLUSÃO	168
7.1	CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA.....	170
7.2	TRABALHOS PUBLICADOS.....	171
7.2.1	Submissão em Jornal Internacional	171
7.2.2	Capítulo de livro	171

7.2.3	Artigos em revistas nacionais.....	171
7.2.4	Publicações em congressos.....	171
7.3	TRABALHOS FUTUROS.....	173
	REFERÊNCIAS.....	174

1 INTRODUÇÃO

A preocupação com um crescimento sustentável fez diversos países reformularem suas estratégias de redução das emissões globais de gases de efeito estufa com reflexos diretos no planejamento eletroenergético. Foi um processo longo de negociação que começou pelo Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática, no Rio de Janeiro (1992), Protocolo de Kyoto (1997) e finalizando com Acordo de Paris (2015). Um dos objetivos do Acordo de Paris é manter o aquecimento global “muito abaixo de 2 °C”. Trata-se de um esforço para limitar o aumento da temperatura a 1,5 °C, acima dos níveis pré-industriais. Uma das medidas eficazes é a descarbonização da matriz energética (VIOLA, 2011), sobretudo pela diminuição do uso do carvão mineral para geração de energia (RAGHUVANSHI, CHANDRA, & RAGHAV, 2006).

Os Estados Unidos apresentam suas próprias medidas de redução das emissões e deve ser tratado como um capítulo à parte por sua forte dependência do petróleo importado. No setor de transportes, 95% da energia consumida é oriunda do petróleo e apenas 33% é produzida em solo americano (CASTRO & FERREIRA, 2010). Em 2017, os governadores da Califórnia, Nova Iorque e Washington fundaram a Aliança Climática dos Estados Unidos - USCA com a finalidade de manter os esforços em reduções de poluentes após a retirada dos EUA no Acordo de Paris.

Essas medidas proporcionaram um ambiente favorável para o desenvolvimento de novas tecnologias e uma revolução na forma como se produz e consome energia. Os impactos negativos irão alterar a percepção de avanço tecnológico e muitos países retornarão à produção não limpa, cabe aos cientistas identificar e corrigir possíveis problemas antes que ocorram.

1.1 MOTIVAÇÃO

Diversos países como os Estados Unidos, Alemanha e Espanha estão discutindo a temática de integração das fontes renováveis, interligação entre regiões e como os dispositivos de armazenamento podem auxiliar na manutenção dos requisitos de segurança. Há uma necessidade de desenvolver metodologias eficazes para identificar as possíveis restrições sistêmicas e isso deve ser realizado pela reformulação da modelagem da expansão. No Brasil, não é visto um esforço conjunto neste sentido. Há um grande risco para o sistema, pois, os custos futuros para garantir a segurança operacional pode onerar significativamente o consumidor final.

1.1.1 Políticas de incentivos às fontes renováveis

Para desenvolver tecnologias de geração mais limpas e eficientes, diversos países estabeleceram uma sólida política de incentivos (EUROPEAN, 2000). Como consequência, viabilizaram-se dispositivos eólicos e solares, fontes renováveis como solução de expansão e substituição de geração convencional. Um primeiro modelo para garantir a remuneração adequada são regimes de tarifas de *feed-in*. Nele, o legislador obriga os operadores de sistemas de transmissão regionais ou nacionais a receber todo o potencial de geração “verde” a preços politicamente fixados e acima do preço de mercado ou como tarifas de bonificação. Espanha e Alemanha têm aplicado sistematicamente tarifas *feed-in* durante anos com muito sucesso. O segundo, consiste na emissão de créditos de carbono, quando é possível separar o mercado de eletricidade (*commodity* físico) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL (RINGEL, 2006).

Esse ambiente favorável possibilitou uma rápida redução no preço dos equipamentos, tornando essas fontes bastante competitivas, transpondo a barreira de desenvolvimento tecnológico e comercial.

Por outro lado, seu alto grau de incerteza dificulta o atendimento ao balanço carga-geração (HEIDE, 2010) e estimula a alocação de mais recursos de reserva operativa nas instalações existentes (SIOSHANSI &

SHORT, 2009). Houve também uma mudança na abordagem dos estudos de planejamento relacionados à geração, que deixará de ser centralizada e migrará para atendimento local e utilização bidirecional dos recursos de transmissão (HOLLANDA, 2003).

Para solucionar este problema, será necessário armazenar energia em locais específicos e disponibilizar de forma rápida ao sistema. Para isto, devem-se conhecer as variações do balanço carga-geração e a probabilidade de despacho das fontes; verificar a existência de reserva em regiões que se encontram em condições mais favoráveis e sua capacidade de transmissão (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

1.1.2 Matriz energética brasileira

Futuramente, o Brasil enfrentará problemas da mesma natureza, apesar de contar com uma matriz energética relativamente robusta. Essas mudanças começaram com a reforma estrutural no setor elétrico iniciado pela sanção da Lei 10.848 de 2004, que determina a criação e extinção de autarquias e reformula as competências atribuídas aos agentes remanescentes. Houve também uma nova regulamentação para a licitação de empreendimentos de geração e transmissão, para a contratação de energia e a sua comercialização, bem como, o aperfeiçoamento da legislação ambiental.

A contratação de energia através de leilões ofereceu ao planejamento setorial a capacidade e a flexibilidade para ajustar a oferta à demanda num ritmo adequado (REGO, 2012), evitando o risco de crises de abastecimento análogas ao racionamento enfrentado no ano de 2001.

A partir de 2004, além da pressão da necessidade de atender a uma demanda crescendo a taxas de 4,0% a 5,0% ao ano, não havia estoque suficiente de projetos hidrelétricos legalmente habilitados, nem a disponibilidade de outras fontes para permitir leilões apenas com “energia limpa”. Desta forma, o governo não teve outra saída senão abrir espaço para a geração termelétrica a Óleo Combustível e Diesel

(COSTA & PIEROBON, 2008), já que não havia gás natural suficiente. Vale ressaltar que essa solução contingencial veio a evitar dificuldades no suprimento de energia elétrica em anos posteriores.

Em 2008, surgiu uma oportunidade para reversão desta tendência de crescimento da geração termelétrica a óleo combustível e diesel na matriz elétrica brasileira, com o desenvolvimento da indústria da União Europeia na área de fontes renováveis (EUROPEAN, 2000) e crescendo em ritmo acelerado, com taxas de 32%. Mesmo durante a crise econômica mundial de 2008 (NASCIMENTO, DE MENDONÇA, & DA CUNHA, 2012), os equipamentos ficaram mais baratos e acessíveis, facilitando a sua aquisição pelo mercado Brasileiro. Com isto, teve início um ciclo de crescimento ininterrupto da geração eólica, através de um programa de leilões de energia direcionados para essa fonte.

Reflexo dos incentivos direcionados às gerações renováveis, a produção de energia solar fotovoltaica caminha na mesma direção que as fontes eólicas. A geração por painéis aumentou 395% entre 2003 e 2013, segundo o *International Energy Agency* - IEA (SILVA R. M., 2015).

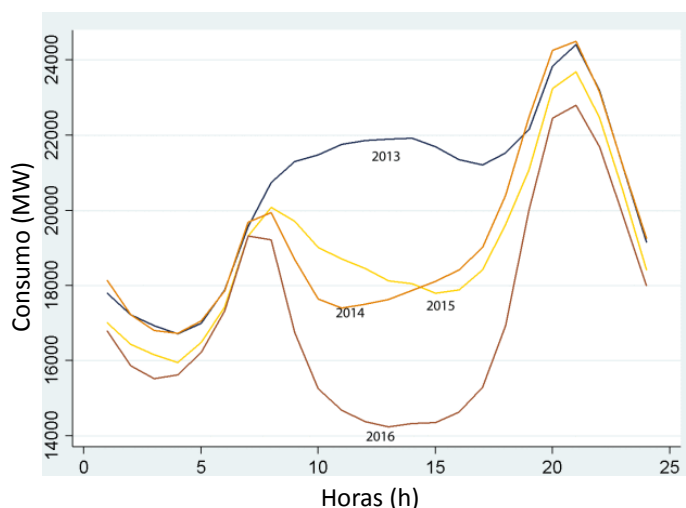
O Brasil é um dos países mais promissores para o uso da energia solar, pois, apresenta um dos melhores índices de radiação do mundo (PEREIRA, MARTINS, DE ABREU, & RUTHER, 2006). Outro fator foi a recente regulamentação que incentiva a instalação de microgeração e minigeração distribuídas (Resolução Normativa n.º 482/2012 e n.º 687/2015).

Num futuro próximo, há um grande potencial no Brasil para o crescimento da geração distribuída - GD (DIAS, BORTONI, & HADDAD, 2016). A GD no Brasil tem como base o *net metering*, no qual o consumidor, depois de descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede, podendo ser utilizado em até 60 meses. A rede elétrica disponível é utilizada como *backup* quando a energia gerada localmente não é suficiente para satisfazer as necessidades de demanda do consumidor. Em termos sistêmicos, essa fonte não contribui, nem com o aumento do nível de curto-circuito, nem com a inércia da área (DE ALENCAR,

STEDILE, & JUNIOR, 2018), sendo um equipamento mais preocupante para atendimento da estabilidade de frequência.

A Figura 1 ilustra o comportamento da GD na Califórnia no período de 2013-2016 (FOWLIE, 2016). Durante o período de 09h às 17h, a presença da geração fotovoltaica fez com o que o mercado reduzisse. Comparando o ano de 2013 com 2016, o efeito combinado das gerações deformou a curva de carga de forma explícita e as rampas de atendimento ao horário de ponta por falta de geração em determinados períodos e o relativo excesso de energia em outros momentos do dia.

Figura 1 - Curva de carga da Califórnia período de 2013 a 2016



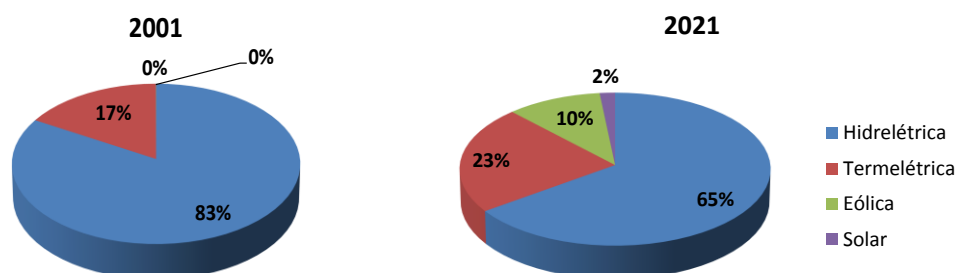
Fonte: <https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>

Em termos da matriz energética, até meados de 2009, o Brasil era predominantemente hidrelétrico e termelétrico. O problema do planejamento da operação energética de médio prazo é determinar estratégias ótimas de geração térmica e intercâmbio entre subsistemas hidrotérmicos. Por ser um problema estocástico e de grande porte, a solução ótima é encontrada por agregação de reservatórios em subsistemas e cálculo das estratégias por Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE (PEREIRA & PINTO, 1985) (MACEIRA & PINEIRO, 2002).

A metodologia até então estabelecida parece bem equacionada, mas a inserção de mais de 15 GW de eólica e 3,2 GW de solar estão

alterando este perfil, principalmente na região Nordeste. A Figura 2 mostra a significativa mudança que deverá ocorrer, em comparação ao ano de 2001 que era composta apenas da geração hidrelétrica e termelétrica, mas em 2021 será uma matriz bem mais diversificada.

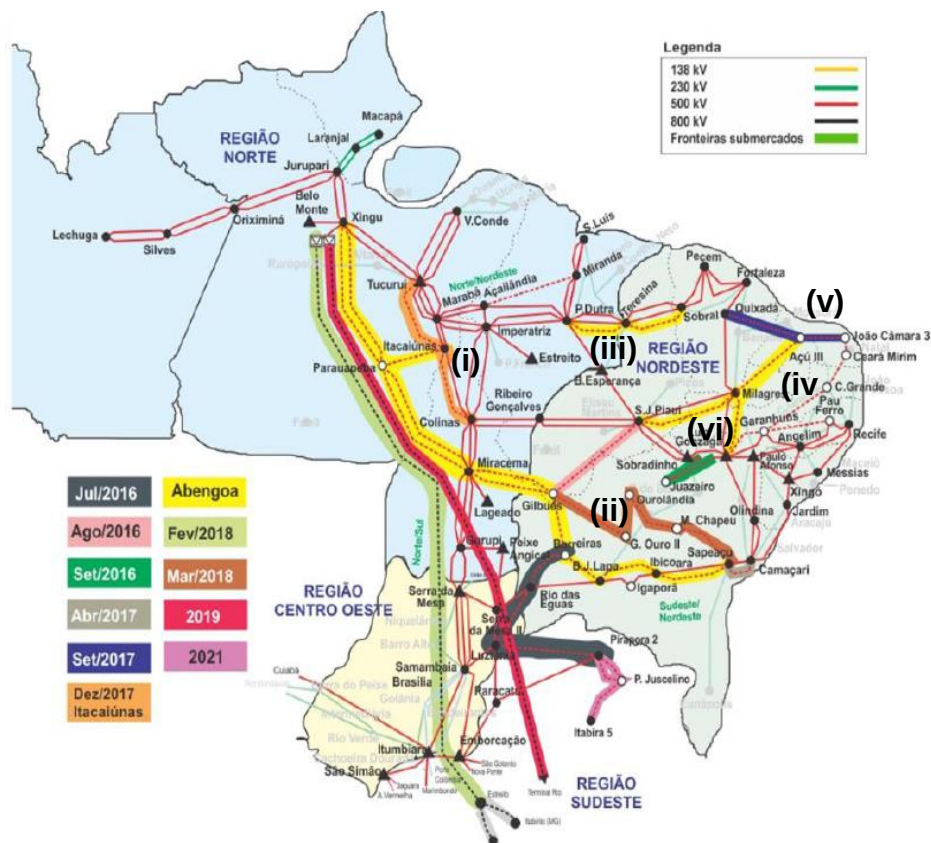
Figura 2 - Matriz brasileira por fonte para em 2001 e no horizonte 2021



Fonte: Banco de Informações da Geração - BIG Aneel.

Para escoar essa energia, o governo brasileiro, vem realizando um planejamento não sincronizado entre as datas dos leilões de geração e de transmissão (SILVA, MONTEIRO, & GUIMARÃES, 2015). Diversos problemas de atraso de obras, devido às dificuldades no trato com as licenças ambientais, restrições de despacho e até a falência de empresas de renome no setor foram registrados neste período. A Figura 3 mostra a configuração do sistema de transmissão planejado com destaque para os corredores onde existem problemas sem previsão de solução até 2021. Estes empreendimentos estão listados a seguir:

Figura 3 - Sistema de transmissão planejado



Fonte EPE DEE NT 034/2016.

(i) Linhas de Transmissão em 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema C1 e C2, Parauapebas – Itacaiúnas C1 e SE Parauapebas 500 kV;

(ii) Linhas de Transmissão em 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II;

(iii) Linhas de Transmissão em 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3;

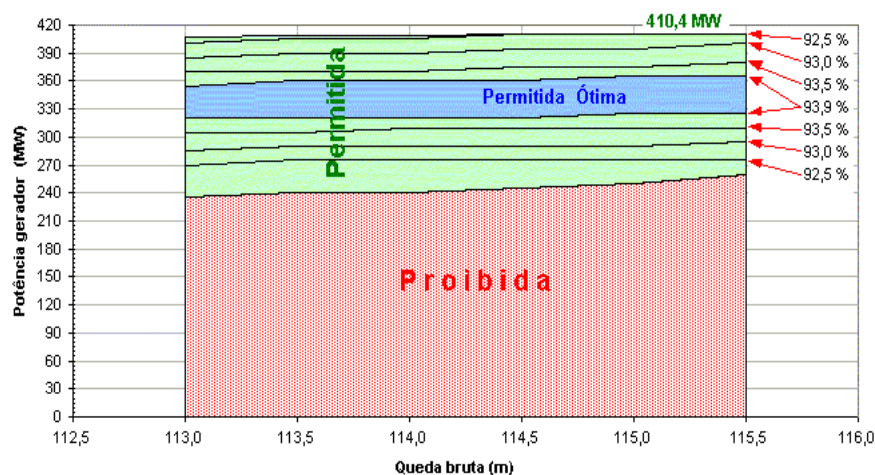
(iv) Linhas de Transmissão em 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2. 2.3

(v) Linha de Transmissão em 500 kV Açú III – Milagres II C1, SE Açú III 500/230 kV e Subestação Milagres II 500 kV;

(vi) Linha de Transmissão em 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres II C2.

O atendimento do balanço carga-geração deve usar a capacidade de potência disponível das usinas hidrelétricas que reduz a flexibilidade de despacho das máquinas e podem ocasionar a redução da eficiência pela operação em faixas com menor rendimento (SIOHANSI & SHORT, 2009). Como exemplo, a Figura 4 mostra as faixas operativas relativas à usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV. A faixa ótima está entre 310 MW e 350 MW, qualquer despacho diferente deste ocasionará perda de rendimento. Em uma situação mais crítica poderão ocorrer desligamentos caso a geração atinja 230 MW. Para uma máquina de 410 MW, um valor usual de reserva é de 40 MW com despacho máximo de 370 MW. Por ano, são 227.760 MWh destinados para reserva, sem contar as perdas de produtividade o que é um valor bastante elevado para ser desconsiderado no planejamento.

Figura 4 - Faixa Operativa dos geradores da UHE de Paulo Afonso IV



Fonte: Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, Margens Operativas – DOMO, 2016.

Problemas de afundamentos de tensão e recomposição da frequência são encontrados na literatura (ELA et al., 2010). No Brasil, chama-se a atenção a recorrência de blecautes nas interligações, mesmo com os grandes volumes de investimentos realizados nos últimos anos e pela forte atuação do Operador Nacional do Sistema - ONS no cumprimento dos procedimentos de rede.

Durante essa pesquisa, foram registrados pelo menos seis grandes eventos no sistema elétrico. Em 2012, a rede ainda não contava com a operação plena das Hidrelétricas a fio d'água Santo Antônio (3.568 MW) e Jirau (3.750 MW), marcando o início da utilização do potencial hídrico amazônico a fio d'água. A geração eólica atingia apenas 1.463 MW. O maior deles ocorreu em 26 de outubro, atingiu todo o Nordeste do Brasil e 77% dos estados do Pará, Tocantins e Maranhão, no norte do país. O problema foi provocado por um curto-circuito na linha de transmissão entre Colinas (TO) e Imperatriz (MA), que interliga os sistemas Norte/Nordeste ao Sul/Sudeste.

Em 2015 uma elevada demanda nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste levou a uma falha de um banco de capacitores nas interligações às 13h do dia 19 de janeiro, levando a rede a operar em condições de subfrequência sustentada. Além da elevada carga, a partir das 14h35min, quando a frequência do sistema atingiu um valor de 59,4 Hz verificou-se a perda de geração em várias usinas das quais se destaca o desligamento total das unidades da UHE Ney Braga e parcial (duas de quatro máquinas existentes) da UHE Parigot de Souza.

A história voltou a se repetir, em março de 2018 às 15h do dia 21, quando houve a atuação indevida do disjuntor na subestação Xingu, no Pará. O evento ocorreu quando o fluxo de energia do bipolo de Belo Monte estava sendo elevado para 4.000 MW. A abertura do disjuntor impediu que a energia da hidrelétrica fosse escoada pelo bipolo. No momento da ocorrência, a região Nordeste recebia 2.879 MW do Norte. Com a perda da interligação, o Nordeste ficou com uma carga maior do que a geração, o que ocasionou queda na frequência.

O que há de comum entre estes eventos? Existe algo, além da falha em alguns equipamentos, que está produzindo uma degradação na segurança do sistema?

Neste período (2012 a 2018) foram acrescentados 17.693 MW de geração hidrelétrica predominantemente a fio d'água e 10.906 MW de eólica na capacidade instalada do sistema interligado, que representa no total uma expansão de 18,4% na matriz energética do Brasil. Com

relação ao mercado de energia, houve um incremento de 6.962 MWmed, correspondendo a um aumento de 10%.

A reserva operativa ajuda a manter o sistema em funcionamento em condições de segurança mesmo quando ocorra alguma falha, e parece que os controles até então estimados não foram suficientes para evitar as falhas. A análise das questões sistêmicas como a diminuição das afluências, reserva operativa e congestionamentos do sistema de transmissão em conjunto com a forte expansão da geração eólica e solar podem mostrar as causas e o possível caminho para o aumento da segurança sistêmica.

1.1.3 Dispositivos de armazenamento

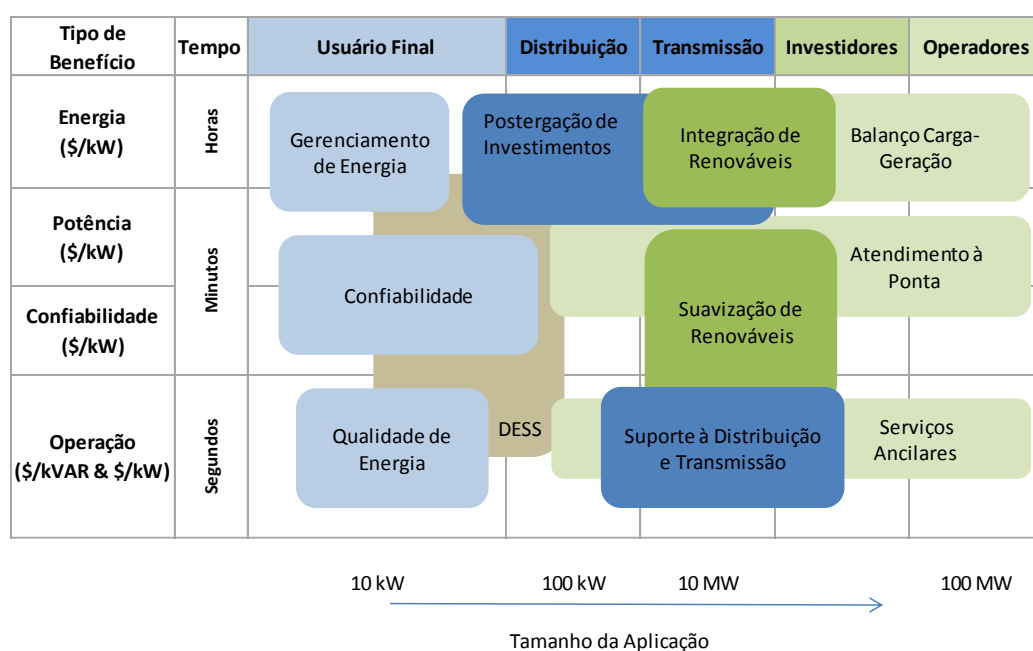
Sistemas de armazenamento permitem capturar e armazenar energia durante os períodos de baixa demanda, quando ela é abundante e barata, e usá-la na alta, quando a geração é escassa e mais cara. Estes dispositivos são elementos fundamentais para a tecnologia de veículos elétricos e há um grande esforço tecnológico para o desenvolvimento de soluções de armazenamento mais compacta e mais eficiente. A Califórnia pode ser considerada a pioneira no desenvolvimento destes dispositivos, destacando-se o projeto Mira Loma que foi desenvolvido com baterias de lítio com 20 MW / 80 MWh da empresa Tesla, junto à subestação Edison Mira Loma. Somente nos EUA, estima-se que até 2020 sejam necessários 1.320 MW de dispositivos armazenadores (LETCHER, LAW, & REAY, 2016).

Apesar de seu grande potencial, a capacidade de armazenamento com baterias ainda é muito reduzido, sendo que o bombeamento hidráulico representa 99% da energia armazenável. A primeira utilização das usinas reversíveis foi por volta de 1890 na Itália e na Suíça (LETCHER, LAW, & REAY, 2016) e na década de 1930, tornaram-se comerciais. Com mais de 100GW de instalações, o principal requisito destes projetos é estar localizado em áreas com formações geológicas adequadas. Em muitos casos, as áreas com melhores localizações geológicas já foram exploradas, dificultando o desenvolvimento de novos

empreendimentos (TUOHY & O'MALLEY, 2011). Outras formas de armazenamento, tais como sistemas de energia de ar comprimido (CAES) apresentam a mesma limitação das usinas de bombeamento, pois, necessitam de uma geologia adequada e infraestrutura de gás nas proximidades.

A Figura 5 mostra os benefícios operacionais e econômicos do armazenamento de acordo com seu tipo e tamanho de aplicação. Os energéticos equilibram o balanço sazonal ou diário, quando há aumentos na carga ou saída de geradores, suas aplicações são encontradas na rede de distribuição, integração das renováveis, postergações nos investimentos e o equilíbrio carga-geração.

Figura 5 - Benefícios da utilização do armazenamento



Fonte: EPRI – ES Technology Options – 2010.

Já os dispositivos de potência e confiabilidade estão relacionados à segurança, suavização das renováveis e atendimento a ponta e apresentam uma malha de controle de resposta rápida, visando o não desligamento do sistema em curtos períodos. Por fim os equipamentos de operação visam à manutenção da qualidade de energia pela correção de harmônicos, inércia ao sistema e curto-circuito. São muito utilizados

para fornecer suporte aos sistemas de distribuição e são conhecidos como compensadores estáticos “ativos”.

É difícil distinguir um único equipamento em uma destas classes, geralmente podem ser utilizados em mais de uma finalidade. Neste ponto faz-se necessário estabelecer uma premissa na pesquisa. Como o objetivo da expansão é disponibilizar um sistema operável no futuro, os equipamentos mais adequados e flexíveis para o planejamento deve atender os requisitos energéticos e de potência.

No Brasil, não há uma regulamentação específica nem uma forma de remuneração estabelecida. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL realizou a chamada pública n.º 21/2016 para projetos de Pesquisa e Desenvolvimento. Isso incentivou a inserção de dispositivos no setor elétrico brasileiro, de forma integrada e sustentável, criando condições para a construção de uma planta piloto de armazenamento, conectada direta, ou indiretamente à rede de transmissão. A data limite para conclusão dos projetos é maio de 2021.

Uma possível forma de uma regulamentação é fazer uso dos serviços ancilares. Ele está associado à prestação de determinado serviço, não relacionado ao fornecimento de energia elétrica, mas indispensável para a garantia da segurança, qualidade, estabilidade e confiabilidade do sistema. O Decreto n.º 5.163/2004 do Ministério de Minas e Energia do Brasil prevê a cobertura pela prestação destes serviços. No entanto, o armazenamento de energia no Brasil nem sequer é tratado diretamente como um serviço, levando ao desestímulo dos empreendedores no investimento de recursos em novas tecnologias.

1.2 OBJETIVO E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo do trabalho consiste na realização de um aprofundamento nas formas de planejamento energético bem como o desenvolvimento de uma metodologia capaz de mensurar e avaliar os requisitos de reserva. A contribuição do trabalho consiste na apresentação de modelo capaz de reproduzir o desempenho do sistema

futuro, em simulação horária, e demonstrar a necessidade da reserva operativa como critério de expansão.

O aspecto inovador da técnica proposta consiste na integração das curvas de carga-geração com a simulação do sistema de transmissão conferindo maior grau de exatidão e confiabilidade aos resultados.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta tese está estruturada da seguinte forma:

- Capítulo 2: São tratados as principais referências desta pesquisa e como contribuem para a metodologia de planejamento energético e armazenamento;
- Capítulo 3: É apresentada uma revisão teórica sobre o planejamento do sistema, qual a metodologia atual, como as novas fontes de geração estão influenciando na mudança dos critérios de planejamento. Ainda neste capítulo, é explorada uma forma de representação do sistema de transmissão e como calcular os requisitos de reserva. Por fim, é apresentada a metodologia de planejamento proposta nesta Tese;
- Capítulo 4: São descritas as principais tecnologias de armazenamento, mostrando suas características e suas aplicações. São detalhadas quatro aplicações, as usinas reversíveis, as térmicas de ar comprimido, baterias e trens de gravidade;
- Capítulo 5: É apresentado o conjunto de técnicas e a metodologia proposta para o planejamento da expansão considerando os requisitos de reserva e os dispositivos de armazenamento adicionais;
- Capítulo 6: São discutidos os experimentos e sua relação com a literatura, demonstrando as principais contribuições e descobertas desta Tese. Por último é proposto um projeto de usina reversível, com o cálculo da energia armazenada e ganhos energéticos;
- Capítulo 7: São apresentadas as conclusões e contribuições, além de propostas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Atualmente, observam-se significativos avanços em temas como o cálculo dos custos marginais de operação, integração dos sistemas elétricos e energéticos, funções ancilares, e controle de frequência. Suas aplicações quase sempre estão restritas ao seu próprio domínio de conhecimento. Constata-se uma ausência de um modelo que possa integrar todas as funções citadas. Este capítulo visa detalhar estes trabalhos e como integrarão a solução proposta.

2.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

O planejamento da expansão consiste na determinação de um cronograma que minimize o custo de investimento e o valor esperado dos custos de operação, desde que atendidas as restrições e considerando a probabilidade de falha e o risco anual de déficit de energia.

A representação dos reservatórios hidrelétricos pode ser equivalentes ou individualizados, geralmente a representação agregada é uma aproximação devido à limitação computacional (MACEIRA & PINEIRO, 2002). A simulação da operação hidráulica é realizada com base nos dados históricos de aflúências que podem ser determinísticos ou estocásticos. Nos estocásticos, é utilizada uma modelagem autoregressiva para gerar um número determinado de séries, chamadas de sintéticas (PEREIRA & PINTO, 1985). Carneiro (CARNEIRO, 1991) apresenta um estudo de diferentes técnicas utilizadas no planejamento de longo e médio prazo, apontando as principais características e limitações das mesmas. Para a solução do problema, foi utilizado um algoritmo determinístico de fluxo em redes com representação individualizada das usinas.

Outra metodologia proposta é encontrada em (PEREIRA & PINTO, 1985), onde se considera a natureza estocástica (MACEIRA & PINEIRO, 2002) (PEREIRA M. V., 1985). Neste trabalho utiliza-se a programação dinâmica dual estocástica, sendo o problema estocástico multi-estágio

decomposto em diversos subproblemas de um único estágio. Já em Gorenstin (GORENSTIN, 1991) é considerada, além das afluências estocásticas, a rede de transmissão, que é representada através de um modelo linearizado de fluxo de potência.

Estes modelos foram originalmente desenvolvidos em uma época onde o processamento computacional era limitado, e não existia a possibilidade de inserção de grandes blocos de geração eólicas e solares. Desde então, os impactos foram estudados e documentados de forma intensa (SALES, 2009), indicando uma necessidade de revisão dos modelos.

Há também uma linha de pesquisa que mostra as diferenças entre os modelos determinísticos e estocásticos e apontam que existe um desempenho similar em sistemas hidrotérmicos (ZAMBELLI, 2010), mudando o conceito até então muito difundido que os estocásticos eram superiores.

Neste novo contexto, é fundamental a utilização de um programa de Despacho Hidrotérmico-Eólico Ótimo (DHO). Nos trabalhos de Neto e Soriano (NETO, 2010) (SORIANO, 2016), o problema de DHO é formulado por Programação Linear - PL e como soluções são apresentados dois algoritmos de pontos interiores -PI utilizados na solução dos problemas de DHO: PrimalDual Simplex e Primal-Dual Predictor Corretor. Nessa empreitada, a representação individualizada das usinas hidrelétricas em conjunto com as considerações de não linearidades da produtividade mostraram-se suficientes para uma boa simulação do sistema.

Atualmente existem diversas ferramentas de despacho hidrotérmico. O SDDP (GRANVILLE, 2003) considera um modelo estocástico baseado em programação dual estocástica e representação do sistema de transmissão, confiabilidade, ilhamentos e cortes de carga, sendo bastante utilizado no Brasil e em outros países como Noruega e Região dos Balcãs.

Outro programa, chamado HIDROLAB, já tem foco na precisão da simulação determinística e individualizada das usinas hidrelétricas, como o tempo de percurso da água, rampa de tomadas de carga das

máquinas, perdas hidráulicas no sistema de adução, eficiência das turbinas geradoras e limites de fluxo de transmissão. (SOARES, 1987).

Nessas modelagens, a indicação de geradores, linhas de transmissão dependem exclusivamente de uma boa previsão do comportamento da demanda. Há necessidade de desenvolver modelos bidirecionais que ofereçam a oportunidade para melhorar a expansão do sistema com a iteração dos agentes e os consumidores, apresentando o armazenamento como elemento central (ZAME, 2018).

Outrossim, as ferramentas estudadas não são de acesso aberto, necessitando de licenças e também são pouco flexíveis para alterações, o que inviabiliza a utilização na pesquisa acadêmica. Como alternativa, foi desenvolvida a ferramenta DHOVisual, que apresenta uma avaliação determinística, com base no histórico de vazões, em três patamares de carga, além da representação do sistema de transmissão e despacho individualizado (NETO, 2010), sendo o modelo adequado para o desenvolvimento dos estudos.

2.2 ALOCAÇÃO NA CURVA DE CARGA

A simulação das fontes renováveis e dispositivos de armazenamento exigem uma resolução temporal mais detalhada. Yixin Yu propõe uma modelagem com uma janela de tempo mais reduzida, em escala horária, despacho por unidade e fluxo de carga, como meio de analisar restrições operativas futuras e o cálculo econômico das alternativas (YU, ZHOU, QIN, & WANG, 2012).

O problema tende a ficar mais complexo quando se considera a incerteza da geração (CONNOLLY, 2010). Segundo Holttinen et al., a inserção de fontes renováveis deve ser precedida de análises em cinco pontos relevantes (HOLTTINEN, et al., 2011). Primeiro ponto; é considerar a diversidade geográfica e aplicar a melhor técnica de previsão para determinar as curvas horárias (CANBING LI, 2015). Segundo ponto; é avaliar o balanço carga-geração considerando como referência os dados históricos. Terceiro ponto; determinar características do sistema e sua resposta através de simulações operacionais,

considerando a transmissão (CONNOLLY, 2010). Quarto ponto; propõe-se examinar os custos reais, independentemente da estrutura de *design* tarifário e por último, fazer a comparação dos benefícios (SIOSHANSI & SHORT, 2009).

A variabilidade das renováveis está diretamente relacionada com os problemas de rampas produzidas pela interação carga-eólica-solar (FOWLIE, 2016) e vêm sendo motivo de preocupação para os sistemas de potência, pois, aumenta a necessidade dos requisitos de reserva. Isto pode ser solucionado pela inserção de armazenamento local ou ampliando o sistema de transmissão (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

Outro problema é a tendência de degradação do controle dinâmico da frequência com o aumento da inserção de geração eólica no sistema. Este crescimento é acompanhado de uma redução da inércia do sistema e da reserva primária para controle da frequência (COSTA C. L., 2014).

Para realizar uma estimativa dos requisitos de reserva necessários, Doerthy e O'Malley propõem uma metodologia, baseado em confiabilidade. Contudo, ao definir um único nível de confiabilidade a ser alcançado em todos os períodos de otimização, são geradas soluções subótimas, porque o custo/benefício da reserva varia de período para período, dependendo da demanda (DOERTHY & O'MALLEY, 2005).

Sioshansi e Short usam um modelo de precificação em tempo real (RTP) do despacho, por unidade, e seus respectivos requisitos de reserva. É utilizado uma operação anual de vento para a rede do Texas (EUA) e explicam, como um sinalizador de preço pode ser uma variável para a eliminação das restrições de reserva e dos congestionamentos da transmissão. (SIOSHANSI & SHORT, 2009).

Já Ortega-Vazquez e Kirschen usaram uma simulação de Monte Carlo para definir os requisitos reserva com base nos parâmetros de confiabilidade, a qual é comparada com o critério determinista tradicional (ORTEGA-VAZQUEZ & KRISCHEN, 2009). Outrossim, usa um sistema proposto pelo IEEE-RTS (GRIGG, et al., 1999) necessitando de uma aplicação de maior porte. Em todas essas soluções, há uma

representação de volatilidade baseada na abordagem probabilística de fontes renováveis e demanda instantânea.

Mas, eles não capturam a dinâmica do sistema em expansão (novos geradores e aumento de carga) e são imprecisos para estudos de longo prazo.

Mesmo com uma modelagem adequada, considerando os requisitos de reserva e a representação do sistema de transmissão, ainda existe uma questão a ser resolvida que é a previsibilidade das fontes eólicas e solares (CANBING LI, 2015). A literatura mostra frequentemente uma abordagem probabilística para a representação da volatilidade das fontes renováveis e da demanda instantânea (DE ALENCAR, STEDILE, & JUNIOR, 2018).

Para reduzir os efeitos de previsão, o trabalho de Xia propõe um modelo de análise de custo-benefício estocástico da geração eólica com armazenamento. Este modelo foi transformado em um problema ótimo determinístico usando o método de decomposição de Cholesky (XIA, 2018).

Tarefas de previsão se mostraram bastantes promissoras na determinação do fenômeno eólico. Aquino desenvolveu um modelo rede neural processando os dados de entrada pela aplicação da transformada de *Wavelet* para extrair características importantes da velocidade do vento (AQUINO, 1999).

Na expansão, é comum a necessidade de realizar projeções de médio e longo prazo para avaliar as condições futuras. É preciso fazer um *trade-off* entre precisão e tempo de computação necessário e para a resolução do problema nas condições de tempo e espaço. A *Tradewind* analisou diferentes anos de dados velocidade do vento e parece não ter muita influência sobre a operação do sistema (TRADEWIND, 2009). Portanto, a abordagem determinística pode ser adotada como um indicador para a construção das curvas de geração.

2.3 REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO

Com a expansão de grandes geradores distantes dos centros de carga, há necessidade de planejar, o caminho mais eficiente para conectá-las. Alternativas em CA e CC foram construídas, e, em muitos casos, com descasamento com os cronogramas de geração. As modelagens pesquisadas não contemplam adequadamente a iteração entre a geração e expansão com redes CA e CC (VON HIRSCHHAUSEN, 2010).

O conceito de *supergrids*, está intimamente relacionado com sistemas híbridos em corrente alternada (HVAC), flexíveis (FACTS) e, dispositivos de corrente contínua (HVDC), aplicados em longas distâncias, para interconectar geração distribuída com grandes consumidores (FERNÁNDEZ-PÉREZ, FRANCISCO, ECHAVARREN, & RODRIGUEZ, 2018). Caracteriza-se uma *supergrid* como a rede com flexibilidade na auto-regulação do balanço carga-geração e alta capacidade de transmissão de energia. O controle de frequência pode se tornar um desafio, devido à redução de máquinas elétricas diretamente conectadas, o que reduz a inércia sistêmica (KUNDUR, 1994) (VRANA, LIU, & HAILESELASSIE, 2010).

Visando recompor os requisitos de inércia, o estudo da *TradeWind* identificou um cronograma de expansão com 42 linhas de transmissão que beneficiaria a massiva inclusão de geração eólica *offshore* no mar do Norte e no Báltico - NSSG com o sistema europeu (TRADEWIND, 2009), especialmente com a hidrelétrica Norueguesa. O Sistema Nórdico foi representado por um modelo reduzido, com 23 clusters e objetivou estudar um fluxo de energia mais próximo ao real.

Com a representação da rede estabelecida, a expansão da transmissão avalia as restrições de fluxo de potência, pela aplicação de contingências (simples e múltiplas) que são utilizadas no processo de otimização das alternativas com programação inteira-mista (SEIFU, 1989). Outra forma é definir a expansão de forma heurística, onde se estabelece o mínimo custo em regime permanente para depois fazer a análise de contingências através do fluxo de potência ótimo - FPO.

Na impossibilidade de atendimento da inércia com o sistema de transmissão, equipamentos de armazenamento devem ser analisados. O trabalho de Nick busca encontrar a melhor localização para o equipamento em uma rede de distribuição utilizando uma adaptação do FPO. Critérios de otimização foram o custo de investimento do *storage*, capacidade de suportar desvios de tensão, congestionamento, contingências e de fornecimento aos consumidores. Observaram-se ganhos na substituição das obras de transmissão e postergação de novos investimentos (NICK, CHERKAoui, & PAOLONE, 2018).

2.4 OTIMIZAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA

A otimização da reserva estima o tamanho do dispositivo que reduza os efeitos das variações das fontes intermitentes. Yinxin Yu propõe um cálculo para a avaliação dos custos associados à operação, gerenciamento, combustível, ambientais, perdas na rede e de confiabilidade (YU, ZHOU, QIN, & WANG, 2012). Para complementar a análise deve-se incluir os custos associados a reserva operativa (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

A proposta de Steinke empregou um modelo de determinação dos requisitos reserva, utilizando uma solução iterativa de intercâmbio e armazenamento adicional. Embora existam muitas maneiras de modelar os cálculos de reserva operativa em detalhes maiores, é importante reduzir o problema às características mais básicas para manter uma visão global e obter resultados aproximados em virtude das incertezas do planejamento. A otimização significa minimizar o uso de energia de reserva, dando um significado físico ao problema (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

O resultado deste trabalho é que, mesmo em um ambiente totalmente renovável na Europa, os dispositivos de armazenamento são necessários, seu valor está estabelecido em 40% da demanda. Com a finalidade de reduzir o número de hipóteses o modelo só trará de uma única tecnologia (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013). Suas limitações envolvem analisar, as interações entre os diferentes

armazenadores e como cada um deles poderia atender necessidades específicas. Além disso, é necessário estudar como o sistema poderia se desenvolver continuamente a partir da situação de hoje, ou seja, como estabelecer um modelo de planejamento que garanta uma expansão ótima.

Outra lacuna deixada pelo trabalho do Steinke é a interação da curva diária de carga e geração. O modelo proposto por Wyman-Pain et al. (WYMAN-PAIN, BIAN, & LI, 2018) calcula a reserva operacional do sistema e, com base nas curvas de custo, estabelece o valor ideal para atender aos critérios do operador. Seu resultado mostra a importância de um amplo portfólio de geradores para manter uma operação segura e de baixo custo. Este estudo foi realizado através da avaliação de cenários no inverno e verão no ano de 2016 no Reino Unido e projetado para o ano 2020.

Outro trabalho desta mesma autora (WUMAN-PAIN, BIAN, WILLIAMS, XU, & LI, 2017) demonstra o problema acontecendo justamente em períodos de carga leve onde não há muitas máquinas sincronizadas e mostra a necessidade de integrar os intercâmbios energéticos e elétricos.

A reserva operativa pode ser fornecida pelos mais diferentes dispositivos. Em Cheng é proposto um conceito chamado de sistema virtual de armazenamento de energia (VESS), que pode fornecer capacidade de regulação de frequência com vários componentes controláveis, que incluem baterias, cargas flexíveis, geradores distribuídos, e micro-redes. No entanto, sua aplicação é voltada para a distribuição e sua limitação reside na coordenação do controle necessário para fornecer uma resposta de frequência agregada (CHENG, SABAH, & WU, 2017).

2.5 DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO

Tecnologias de armazenamento, do inglês *Energy Storage System* – ESS, oferecem alternativas para o controle carga-frequência e aumento da utilização dos equipamentos atuais, frequentemente é citado

como uma tecnologia importante para transformar a estrutura atual e operação da rede elétrica (ZAME, 2018).

Recentes pesquisas se concentram em um amplo espectro de equipamentos, incluindo horizontes de curto e longo prazo, instalação fixa ou móvel, centralizada ou distribuída, sendo diferenciadas pelos critérios técnicos e econômicos que variam de acordo com a necessidade (SAN MARTÍN, ZAMORA, SAN MARTÍN, APERRIBAY, & EGUÍA, 2011). Como o ESS ideal não existe, a busca por uma combinação de tecnologias parece natural.

Para aplicações em larga escala são recomendadas tecnologias de bombeamento hidráulico (ANAGNOSTOPOULOS J., 2007), termelétrica em ar comprimido (LUND & SALGI, 2009) e baterias (LETCHER, LAW, & REAY, 2016). As hidrelétricas reversíveis são atrativas por sua estabilidade, por sua autonomia em relação às condições econômicas e meteorológicas, tornando-as menos dependentes de variáveis externas e do clima (MARQUES, 2015). Anagnostopoulos mostra as vantagens de complementariedade de plantas híbridas eólicas e hidráulicas (ANAGNOSTOPOULOS J., 2007), mas esta solução é muito específica, uma vez que o potencial hídrico brasileiro é limitado e não há incentivos regulatórios.

Drury quantificou os dispositivos CAES em vários mercados dos EUA, incluindo a proposição de vários locais para sua instalação (DRURY, DENHOLM, & SIOSHANSI, 2011). Este estudo combina dados históricos, com uma abordagem de despacho otimizado, estendendo a análise realizada por Sioshansi et al. (SIOSHANSI & SHORT, 2009).

As baterias são muito flexíveis e podem ser aplicados em todos os lugares (DIVYA & ØSTERGAARD, 2009). Segundo Letcher, tecnologias como o lítio, NaS e NiCd são as preferidas por apresentar alta densidade energética e um número razoável de ciclos de carga e descarga (LETCHER, LAW, & REAY, 2016). Um tema recorrente na literatura é montar sistemas híbridos de eólica e baterias para aumentar seu fator de capacidade. Brekken, realizou uma modelagem de controle para gerenciar o uso de uma bateria de fluxo de zinco-bromo, como

melhorias é proposto uma análise mais ampla, calculando os possíveis benefícios sistêmicos (BREKKEN, et al., 2011).

Os custos refletem uma parcela importante do projeto de uma BESS, que estão se reduzindo rapidamente. Um projeto instalado em 2013 provavelmente teve um valor presente líquido negativo, mas um projeto construído entre 2017 e 2020 provavelmente já será positivo (SIDHU, POLLITT, & ANAYA, 2018).

O PHES e a CAES sofrem com a necessidade de condições geológicas específicas para seu desenvolvimento e o BESS com sua perda de energia quando armazenada por longos períodos. Como alternativa, Peitzske desenvolveu a tecnologia de trens de gravidade (ARES) que permitem uma aplicação em larga escala de tamanho e localização bastante flexíveis (PEITZKE, 2013). Apresentam tecnologia de eletrônica de potência bastante conhecida e retêm a energia por vários dias sem perdas, não utilizam água, nem materiais raros, como o lítio, e tem baixo impacto no meio ambiente (LETCHER, LAW, & REAY, 2016).

As abordagens recentes incluem gerenciamento do lado da demanda - GLD (ZAME, 2018) e estratégias de eficiência energética que apresentam limitações em tecnologia ou custo. O principal fator limitante da expansão do mercado de armazenamento são os aspectos regulatórios e econômicos. Os agentes se mostram receptivos para esta tecnologia, mas precisam perceber seu valor para atrair mais investimentos.

Por fim, este capítulo se discutiu os principais elementos bibliográficos que contribuíram para o desenvolvimento desta pesquisa. Em seguida, será apresentado o referencial teórico, estabelecendo os princípios qualitativos que norteiam este trabalho.

3 PLANEJAMENTO DO SISTEMA

Neste capítulo realiza-se uma revisão do referencial teórico da expansão da geração (seção 3.1). O sistema de transmissão precisa interagir diretamente com a geração e este é o tema da seção 3.2. O estudo das condições operativas aponta a reserva sistêmica como um bom indicador para a avaliação da expansão, pois, se trata da variável que garante, em caso de indisponibilidade ou alguma emergência, o reequilíbrio entre a carga e a geração, esta temática será abordada na seção 3.3.

3.1 PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

O planejamento da geração consiste em construir cenários através da aplicação uma modelagem de despacho hidrotérmico. Como resultado, podem ser determinados os custos e o cronograma de expansão.

3.1.1 Construção dos cenários de expansão

A universalização, modicidade tarifária e otimização dos aspectos socioambientais são premissas para um plano de expansão. Para atender esses critérios, o planejamento energético deve contemplar a viabilidade técnico-econômica e socioambiental das fontes primárias de energia elétrica, promovendo a diversificação da matriz com renováveis e não-renováveis, além de promover a eficiência energética (CLODOMIRO, 2009).

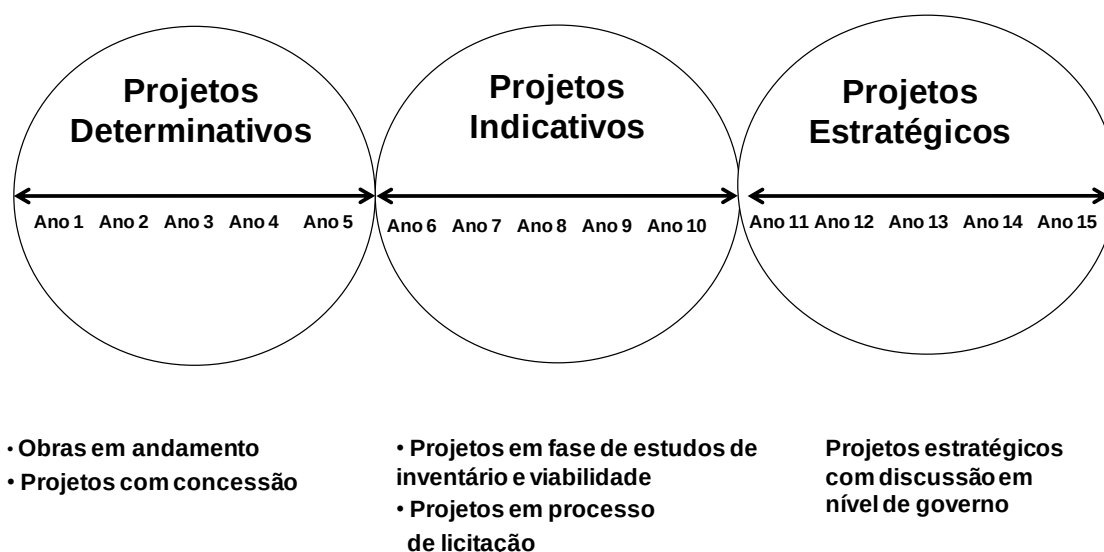
No caso do planejamento da expansão energética, as principais informações a serem tratadas são as características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões de consumo do mercado. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração necessárias para atender ao

crescimento da demanda ao longo do horizonte de planejamento. A função objetivo é assegurar o atendimento do mercado de energia elétrica, dentro de padrões pré-estabelecidos de qualidade, considerando o mínimo custo (FORTUNATO, 1990).

Pode-se, então, caracterizar duas atividades distintas que se desenvolvem nos estudos de planejamento do sistema gerador: o dimensionamento das fontes de geração e a determinação do programa de expansão.

Como as informações sobre o parque gerador futuro só se tornam mais detalhadas à medida que se reduz o horizonte de análise, os estudos de planejamento da expansão são usualmente divididos em três etapas, com horizontes e periodicidades distintos, conforme mostrado na Figura 6 e detalhados a seguir.

Figura 6 - Cenários de avaliação da expansão da geração



Fonte: Autor.

- Os estudos de projetos estratégicos analisam um horizonte de trinta anos e permitem identificar as linhas mestras de desenvolvimento do sistema, fixando, em função da composição esperada do parque gerador, das capacidades estimadas dos troncos de transmissão, de processos tecnológicos e industriais, as metas para o programa de expansão de médio prazo;

- Os estudos de projetos indicativos objetivam garantir o atendimento ao mercado nos próximos dez anos e estabelecem o programa de expansão do sistema elétrico, de forma a atender os requisitos a custo mínimo, mantendo a qualidade de suprimento em níveis pré-determinados. Representam o ajuste do programa de expansão do sistema frente a variações conjunturais, como mudanças das previsões do mercado, atrasos nos cronogramas de obras e restrições dos recursos financeiros;
- E os estudos de projetos determinativos tratam da resolução do problema de planejamento energético considerando um horizonte de curto prazo. Características do sistema elétrico, bem como dos dados relativos ao problema como carga e vazões, precisam ser mais detalhados.

Atualmente, o planejamento brasileiro se limita aos estudos de projetos indicativos, com periodicidade anual que é chamado de Plano Decenal da Expansão - PDE, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (EPE, 2017), um órgão do governo brasileiro. Este plano apresenta uma visão de dez anos de expansão e reflete as visões das políticas governamentais. Analisando os documentos no período de 2009 até 2018, não há uma estabilidade de propostas. Cada ano se planejam alternativas distintas, ou seja, em um ano se prioriza hidráulica, no outro, as termelétricas e em seguida, as eólicas, o que prejudica a programação dos agentes e da expansão de forma harmônica.

O resultado disso foi o planejamento incremental dos projetos de transmissão da região Nordeste do Brasil, simplesmente porque o governo não acreditava que as eólicas cresceriam tanto, mas ao passar pelos leilões, sucessivas contratações de grandes blocos fizeram uma verdadeira desorganização nos planos de expansão.

Com relação aos projetos determinativos, tarefa que está sob responsabilidade do Operador Nacional do Sistema – ONS (ONS, 2016) e realiza anualmente o Plano de Ampliações e Reforços – PAR, buscando compatibilizar as obras em operação.

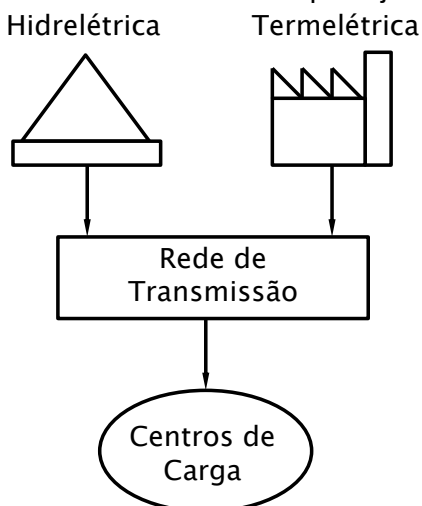
O critério econômico adotado nos estudos para avaliar as alternativas de investimentos para ampliar a capacidade de geração é a igualdade entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME, condicionados a um limite de 5% para o risco de déficit de energia que serão reavaliadas em função de novas condições de mercado e de políticas de governo para o setor elétrico.

O conjunto de projetos selecionados faz parte do plano de expansão ajustado, segundo a ótica energético-econômica.

3.1.2 Formulação do problema de DHO

A formulação matemática do planejamento energético tem por objetivo minimizar o custo de operação sem que seja comprometido o nível de garantia de atendimento. O custo que se pretende minimizar compreende as despesas com combustíveis utilizados nas usinas termelétricas. Os principais componentes de um sistema hidrotérmico constam na Figura 7.

Figura 7 - Componentes dos modelos de planejamento energético



Fonte: Curso de operação hidrotérmica de sistemas (SOARES, 1987), UNICAMP.

As usinas hidrelétricas apresentam um elevado grau de incerteza relacionada ao seu regime hidrológico, técnicas diversas têm sido

empregadas na busca pela operação ótima dos reservatórios. O problema da operação ótima dos reservatórios é o seguinte:

$$\text{Minimize } c(GT, DEF) \quad (1)$$

Sujeito a,

$$V_{i,t-1} + A_{i,t} - (I_{i,t} + Tr_{i,t} + E_{i,t}) - S_{i,t} - \sum_{p=1}^{NP} (Q_{i_p,t}) + \sum_{p=1}^{NP} \sum_{j \in M_i} (Q_{i_p,t}) + \sum_{j \in M_i} (S_{j,t}) = V_{i,t} \quad (2)$$

$$\left[\sum_{i=1}^{NH_k} GH_{i_k,t_p} + \sum_{j=1}^{NT_k} GT_{j_k,t_p} + DEF_{k,t_p} + \sum_{n \in \Omega_k} (INT_{nk,t_p} - INT_{kn,t_p}) = L_{k,t_p} \right]_{p=1}^{NP} \quad (3)$$

$$V_{i,t_{\min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t_{\max}} \quad (4)$$

$$Q_{i_p,t_{\min}} \leq Q_{i_p,t} \leq Q_{i_p,t_{\max}} \quad (5)$$

$$0 \leq S_{i,t} \quad (6)$$

$$GT_{j_k,t_{\min}} \leq GT_{j_k,t} \leq GT_{j_k,t_{\max}} \quad (7)$$

$$0 \leq INT_{nk,t} \leq INT_{nk,t_{\max}} \quad (8)$$

$$0 \leq DEF_{k,t} \quad (9)$$

sendo,

C é a função custo, composta pela geração térmica e déficit;

$GH_{i_k,t}$ e $GT_{i_k,t}$ Geração da i -ésima usina hidrelétrica do subsistema k durante o período t ;

$DEF_{k,t}$ Déficit de energia do subsistema k durante o período t ;

$V_{i,t}$ Volume no reservatório i durante o período t ;

$A_{i,t}$ Volume da afluência natural do reservatório i durante o período t ;

$I_{i,t}$ Volume retirado para irrigação do reservatório i durante o período t ;

$Tr_{i,t}$ Volume retirado para transposição do reservatório i durante o período t ;

$E_{i,t}$ Volume evaporado do reservatório i durante o período t ;

$S_{i,t}$ Volume vertido do reservatório i durante o período t;

$Q_{i,t}$ Volume turbinado do reservatório i durante o período t;

$INT_{nk,t}$ Intercâmbio de energia do subsistema n para o subsistema k durante o período t;

$L_{k,t}$ Carga do subsistema k durante o período t abatida das pequenas gerações;

NH_k , NT_k Número de usinas hidrelétricas, térmicas do subsistema k;

NP , Número de patamares de carga;

A equação de balanço hídrico (1) é a parte principal do subproblema hidráulico, pois ela relaciona o volume do reservatório de uma usina com o anterior, as afluências e as perdas por transposição, evaporação e irrigação e determina como deve ser a operação hidrelétrica. Cada bacia hidrográfica possui sua equação de balanço hídrico na equação total do balanço de geração hídrica.

A equação de balanço de energia (2) estabelece como é atendido o mercado para os três patamares de carga (leve, pesada e intermediária). Caso a carga não seja totalmente suprida, resultará em um déficit no sistema. Essa equação é composta pela geração hidráulica, térmica, energia importada e exportada de outro sistema.

Por fim, o conjunto de inequações diz respeito aos limites máximos e mínimos de capacidade de armazenamento nos reservatórios das hidrelétricas, vazão turbinada, geração termelétrica e intercâmbios. As variáveis de déficit e vertimento possuem apenas limite inferior e as de intercâmbio limite superior.

Este problema pode ser classificado como a otimização de um sistema dinâmico, interconectado, estocástico, e de grande porte (SOARES, 1987). De acordo com Soriano (2016), considera-se a produtividade das usinas lineares (SORIANO, 2016), ou seja, todas as funções envolvidas também serão (função objetivo e restrições).

O custo de operação c é composto pelo custo presente e futuro que representam a decisão de estocar água ou não nos reservatórios e dependem diretamente da condição inicial de armazenamento $A_{t,1}$.

O problema é com algoritmos como o Primal-Dual Simplex e Primal-Dual Preditor Corretor de Pontos Interiores (ZHANG, 1996). Enumeram-se diversas técnicas de otimização estocástica implícita: modelo de programação linear, fluxo em redes, programação não linear, programação dinâmica discreta, programação dinâmica diferencial e teoria de controle ótimo a tempo discreto (LABADIE, 2004).

Já as técnicas baseadas em programação dinâmica: programação dinâmica incremental e programação dinâmica estocástica, métodos de decomposição, métodos de agregação/desagregação e baseados em reservatórios equivalentes (NANDALAL, 2007).

Os problemas podem ser formulados como uma modelagem de programação linear (PL). Devido ao histórico de êxito dos métodos de pontos interiores (PI) na solução de problemas de PL de grande porte (KARMARKAR, 1984) (WRIGHT, 2004).

Existem também as técnicas de Inteligência Artificial - IA (AQUINO, 1999) (GAING, 2003) com aplicações de Algoritmos Genéticos, Rede Neural Artificial - RNA tipo múltiplas camadas (do inglês Multi-layerPerceptron), redes de Hopfield, mapas auto organizáveis, lógica nebulosa ou Fuzzy e Simulated Annealing.

3.1.3 Métodos de pontos interiores

Nessa tese, o problema de DHO em três patamares de carga é formulado por Programação Linear (PL) na seguinte forma padrão:

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} && c^T x \\ & \text{sujeito a :} && Ax' = b' \\ & && l' \leq x \leq u' \end{aligned} \tag{10}$$

em que $x \in R^n$ é um vetor de variáveis de decisão, incluindo as variáveis de controle e estado; $A' \in R^{m \times n}$, $b' \in R^m$ e $c' \in R^n$ são constantes; e l' e u' são limites mínimos e máximos sobre as variáveis x' , correspondentes a limites físicos e operacionais do sistema.

Por conveniência, o problema anterior pode ser reformulado da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} \quad c^T x \\
 & \text{sujeito a : } Ax = b \\
 & \quad \quad \quad 0 \leq x \leq u
 \end{aligned} \tag{11}$$

em que $x = x' - l$, $u = u' - l$, $b = b' - Al$. Por questão de eficiência computacional, a forma padrão (11) será utilizada para o desenvolvimento dos algoritmos de solução, pois a mesma resulta em um problema de otimização de menor dimensão.

Nas subseções seguintes são apresentados os dois algoritmos de PI utilizados na solução dos problemas de DHO: Primal-Dual Simples e Primal-Dual Preditor Corretor.

3.1.3.1 Método primal-dual

O método Primal-Dual de PI (ZHANG, 1996), para resolver (11) opera sobre o seguinte problema modificado:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} \quad c^T x - \mu_k \sum_{i=1}^n \left(\ln x_i + \ln s_i \right) \\
 & \text{sujeito a : } Ax = b \\
 & \quad \quad \quad x - u + s = 0 \\
 & \quad \quad \quad x > 0, s > 0
 \end{aligned} \tag{12}$$

em que s é um n -dimensional de variáveis de folga que transforma as restrições de limites simples em restrições de igualdade, e $\mu_k > 0$ é uma parâmetro de barreira que é monotonicamente reduzido a medida que as iterações progridem. As condições de estrita positividade sobre as variáveis de decisão $x > 0$ e sobre as variáveis de folga $s > 0$, são tratadas implicitamente por meio do controle de passo na atualização das variáveis.

Dado que a qualificação das restrições é observada, se x_* é um mínimo local de (12) então existem vetores de multiplicadores de

Lagrange $y_* \in R^m$, $z_* \in R_+^n$ e $w_* \in R_+^n$, que satisfazem as condições de otimalidade de primeira-ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) (WRIGHT, 2004):

$$\nabla L(x, y, z, s, w, \mu_k) = \begin{bmatrix} A^T y + z - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix} \quad (13)$$

em que X e S são matrizes diagonais com $X_{ii} = x_i$ e $S_{ii} = s_i$ e e é um vetor n-dimensional, de 1's.

A tarefa de maior custo computacional no algoritmo de PI é a montagem e solução do sistema linear(14) pelo método de Newton:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \nabla x \\ \nabla y \\ \nabla z \\ \nabla s \\ \nabla w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^T y + z - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix} \quad (14)$$

em que Z e W são matrizes diagonais com $Z_{ii} = z_i$ e $W_{ii} = w_i$. Os principais passos do algoritmo primal-dual de PI são descritos no Algoritmo a seguir:

1. Faça $k = 0$, escolha $\mu_0 > 0$ e um ponto inicial $v_0 = (x_0, y_0, z_0, s_0, w_0)$ tal que $(x_0, z_0, s_0, w_0) > 0$.
2. Obtenha o sistema de Newton (14) para (13) no ponto v_k , e resolva

$$\nabla_{yy}^2 L(v_k, \mu_k) \Delta v = -\nabla_y L(v_k, \mu_k) \quad (15)$$

para a direção de busca ∇v .

3. Calcule a nova estimacão da solução

$$v_{k+1} = v_k + \alpha_k \Delta v \quad (16)$$

em que $\alpha_k = \min \{a_k^p, a_k^D\}$, definidos por

$$\alpha_k^P = \min \left\{ \gamma \min_{\Delta_i < 0} \left\{ \frac{-x_i^k}{\Delta x_i}, \frac{-s_i^k}{\Delta s_i} \right\}, 1 \right\} \quad (17)$$

$$\alpha_k^D = \min \left\{ \gamma \min_{\Delta_i < 0} \left\{ \frac{-z_i^k}{\Delta z_i}, \frac{-w_i^k}{\Delta w_i} \right\}, 1 \right\} \quad (18)$$

4. Se yv_{k+1} satisfaz o teste de convergência

$$\|\nabla_v L(v_{k+1}, \mu_k)\| \leq \varepsilon \quad (19)$$

então FIM. Senão, calcule $\mu_{k+1} < \mu_k$, faça $k \leftarrow k+1$, e retorne para o Passo 2.

A solução direta do sistema (14) requer a fatorização da matriz dos coeficientes, cuja ordem é $(4n+m)$. Por isso, algoritmos práticos para solução de problemas de grande porte, como é o caso do despacho hidrotérmico, realizam algumas modificações quanto à forma de resolver o sistema linear (14). De acordo com (ZHANG, 1996), um procedimento prático é fracionar a solução do sistema linear (14), obtendo o vetor de correções Δv a partir do seguinte algoritmo:

1. Define-se a matriz diagonal:

$$D = [X^{-1}Z + S^{-1}W]^{-1} \quad (20)$$

2. Definem-se os vetores auxiliares:

$$r_c = A^T y + z - w - c \quad (21)$$

$$r_b = Ax - b \quad (22)$$

$$r_u = x - u + s \quad (23)$$

$$r_{xz} = Xz - \mu_k e \quad (24)$$

$$r_{sw} = Sw - \mu_k e \quad (25)$$

3. Redefine-se o vetor r_c por:

$$r_c = r_c - [X^{-1}r_{xz} + S^{-1}(r_{sw} - Wr_u)] \quad (26)$$

4. Obtêm-se os vetores de correções por:

$$(ADA^T)\Delta y = -[r_b + A(Dr_c)] \quad (27)$$

$$\Delta x = D(A^T \Delta y + r_c) \quad (28)$$

$$\Delta z = -X^{-1}(Z\Delta x + r_{xz}) \quad (29)$$

$$\Delta s = -(\Delta x + r_u) \quad (30)$$

A operação de maior custo computacional neste algoritmo é a obtenção do vetor de correções Δv em (27), pois, envolve a fatorização da matriz ADAT de ordem m . Embora a ADAT não seja esparsa, devido à redução da dimensão dos problemas resolvidos esta forma alternativa de cálculo é consideravelmente mais rápida que a solução direta do sistema linear (14), sendo, portanto, adotada neste trabalho.

3.1.3.2 Método primal-dual preditor corretor

A fatorização sistema linear (14), é a tarefa mais onerosa em um algoritmo de PI e, portanto, a decomposição da matriz dos coeficientes deve ser utilizada o máximo possível antes de se obter uma nova estimativa na iteração seguinte. O método Primal-Dual Preditor Corretor de PI (MEHROTRA, 1992) utiliza a mesma fatorização para calcular duas direções, uma preditora e outra corretora, e calcula a direção resultante pela sua soma que melhora a centralidade dos pontos calculados, resultando em maiores comprimentos de passo e, assim, reduzindo o número de iterações necessário à convergência. O Algoritmo a seguir destaca os principais passos de um algoritmo prático para o método Primal-Dual Preditor Corretor de PI (ZHANG, 1996):

1. Define-se a matriz diagonal:

$$D = [X^{-1}Z + S^{-1}W]^{-1} \quad (31)$$

2. No passo preditor, definem-se os vetores auxiliares:

$$r_c = A^T y + z - w - c \quad (32)$$

$$r_b = Ax - b \quad (33)$$

$$r_u = x - u + s \quad (34)$$

$$r_{xz} = Xz \quad (35)$$

$$r_{sw} = Sw \quad (36)$$

3. Redefine-se r_c , fatora-se a matriz ADA^T e obtêm-se as correções Δv de acordo com o algoritmo definido pelas equações de (20) a (30).

4. No passo corretor, definem-se os vetores auxiliares:

$$r_c = 0 \quad (37)$$

$$r_b = 0 \quad (38)$$

$$r_u = 0 \quad (39)$$

$$r_{xz} = -\mu_{af}^k e + \Delta X \Delta z \quad (40)$$

$$r_{sw} = -\mu_{af}^k e + \Delta S \Delta w \quad (41)$$

5. Redefine-se r_c e obtêm-se as correções de Δv de acordo com o algoritmo definido pelas equações de (20) a (30) usando a fatorização da matriz ADA^T obtida no passo 3.

3.1.4 Implementação computacional

Uma vasta quantidade de modelos de otimização foram desenvolvidos e amplamente testados para a solução hidrotérmica (CONNOLLY, 2010). O Setor elétrico Brasileiro (Operador Nacional do Sistema – ONS e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE) optou por utilizar como padrão um único modelo chamado NEWAVE (MACEIRA & PINEIRO, 2002) para análise de médio prazo (horizonte determinativo e indicativo), o DECOMP, para o curto prazo (horizonte determinativo, com foco semanal no primeiro mês) e o DESSEM, modelo em fase final de desenvolvimento, para o curtíssimo prazo (horizonte determinativo horário, com foco no primeiro dia, para pelo menos 5 patamares de carga).

O modelo de despacho de geração hidrotérmica - NEWAVE é o mais utilizado no planejamento. O problema é montado com discretização mensal e representação das usinas hidrelétricas a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia ótima de operação em cada estágio temporal, que minimiza o valor esperado do custo para todo o período de análise. Um dos principais resultados do NEWAVE é a Função de Custo Futuro, que traduz, em sinais econômicos para os modelos de outras etapas (de curto e curtíssimo prazos – DECOMP e DESSEM, respectivamente), o custo da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a

função de custo de déficit podem ser representados em até 3 patamares, sendo possível a consideração dos limites elétricos das interligações entre os subsistemas.

Modelo NEWAVE é baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE (MACEIRA & PINEIRO, 2002). É uma técnica de otimização baseada em modelo linearizado onde o custo esperado futuro é linear por partes devido a sua representação através dos “Cortes de Benders”. A precificação da energia pelo NEWAVE está, portanto, sujeita a elevada volatilidade.

A utilização dos reservatórios equivalentes por subsistema prejudica a determinação da operação ótima das usinas individualmente, o armazenamento equivalente apenas se aproxima do potencial de energia existente, podendo levar ao uso excessivo dos reservatórios. Seu uso se deve à sua simplicidade e a conveniência da programação dinâmica estocástica.

Buscando aprimorar os modelos vigentes, desenvolveu-se um programa computacional, como um dos produtos do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento “Desenvolvimento de Metodologia para o Planejamento Integrado Eletro-Energético da Região Nordeste - DMPER” – ANEEL Nº 0048-006/2007, fruto da parceria entre CHESF, UFPE e UNIFEI. O objetivo do programa (dhoVisual3P) é avaliar possíveis cenários energéticos do Brasil, considerando os intercâmbios com a região Nordeste, calculando valores ótimos mensais de despacho para as usinas em três patamares de carga. A partir da resposta energética, é possível a análise da viabilidade elétrica através da resolução de um problema de fluxo de carga.

O programa DHO apresenta alguns métodos de solução do problema de otimização hidrotérmica, com destaque para os algoritmos de pontos interiores descritos na subseção 3.1.3. Como resultado, a saída do programa contém as gerações otimizadas de todos os geradores térmicos e hidrelétricos (individualizado por usina), para o atendimento dos mercados nos patamares de carga leve, intermediária e pesada (SORIANO, 2016).

Por se tratar de uma ferramenta de planejamento de longo prazo, os modelos apresentam algumas simplificações que, na época em que foram concebidos estavam adequados. A representação das eólicas, solares e hidráulicas a fio d'água como fontes externas, fazem com que elas não participem do processo de otimização. Seus valores médios mensais são subtraídos da carga do subsistema. Com o aumento destas fontes “externas”, começam a existir cargas negativas levando ao uso excessivo dos reservatórios.

Outra questão é a previsibilidade das gerações “externas”. Como o horizonte de simulação é mensal, não é possível capturar a variabilidade e o sistema planejado pode estar com grandes limitações de operação (FERREIRA, 2008). Devido sua importância para o tema, estes dois pontos serão mostrados em mais detalhes nas subseções 3.1.5 e 3.1.6.

3.1.5 Modelagem das usinas sem reservatórios

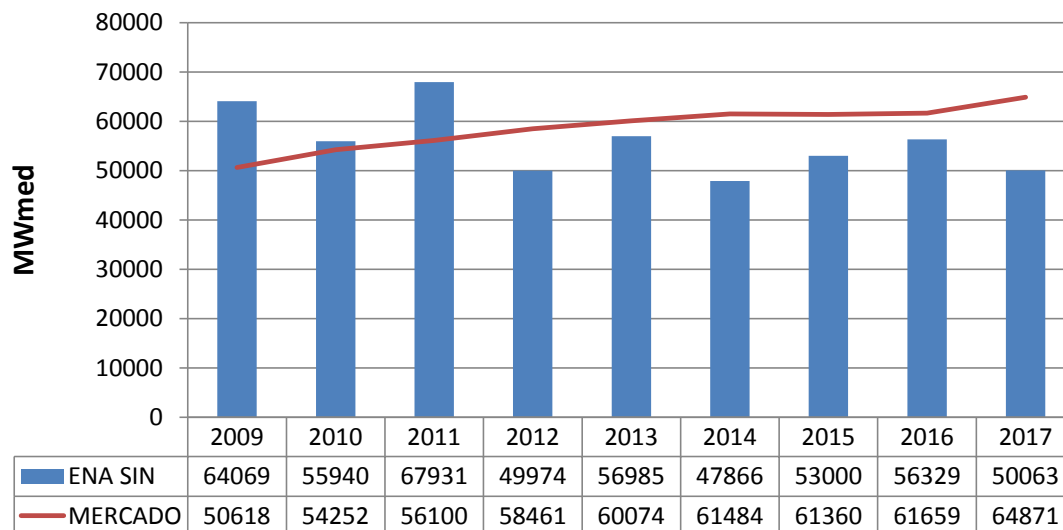
O Brasil enfrenta um período com baixas afluências, que somadas aos empreendimentos a fio-d'água, estão criando uma situação de risco para os requisitos operativos. A Figura 8 mostra a Energia Natural Afluente – ENA do Sistema Interligado – SIN em comparação com o mercado de 2009 a 2017. Desde 2011 a ENA não supera o mercado, mostrando um desestoque estrutural de energia no sistema, que está sendo coberto pelo despacho termelétrico de base e consequentemente elevando os custos de operação.

Uma das desvantagens do sistema predominantemente hidrelétrico é a necessidade do despacho termelétrico para cobrir situações hidrológicas desfavoráveis. Isso porque os custos podem variar bastante, trazendo uma grande volatilidade para os preços. As térmicas são remuneradas por disponibilidade, representadas por custo fixo. A parcela variável, paga pelos consumidores, está relacionada ao custo do combustível. Em geral, essa última parcela é responsável pela elevação das tarifas de energia.

Há necessidade de uma geração termelétrica barata para recompor os reservatórios, uma solução viável é a construção de usinas nucleares.

O Brasil é detentor de grandes reservas de urânio e pouco aproveita seu potencial. A principal vantagem é a estabilidade dos seus custos, que reduz a volatilidade dos preços praticados atualmente.

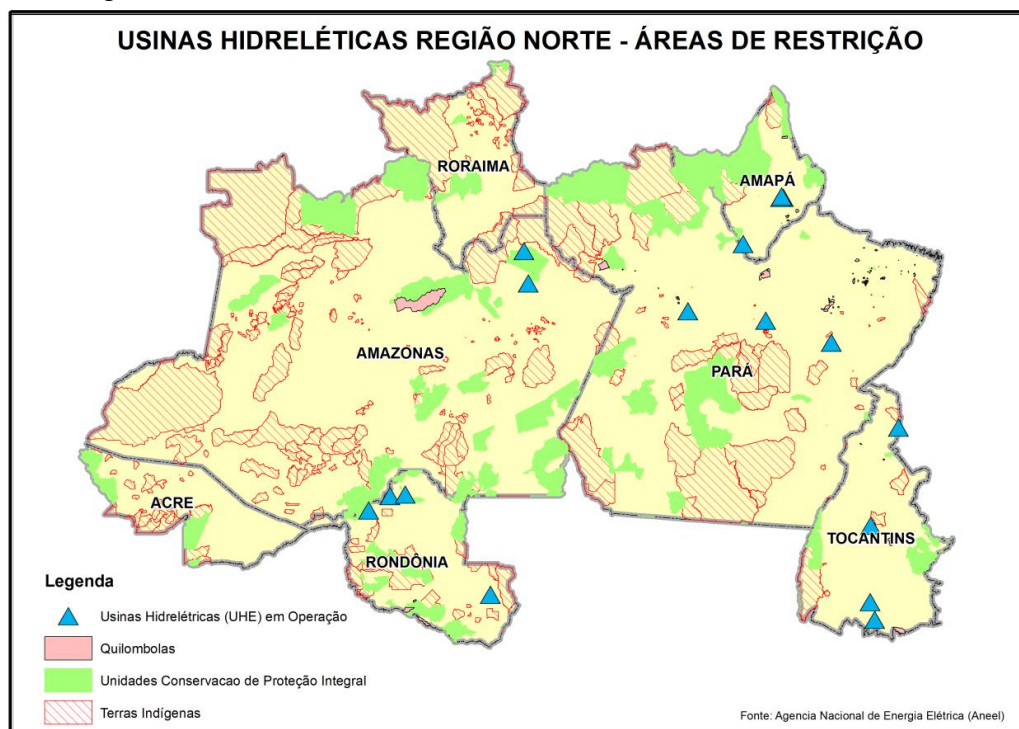
Figura 8 - Nível de armazenamento do SIN



Fonte: Adaptado de Operador Nacional do Sistema - ONS, 2018.

Outra forma de contornar a redução no nível de armazenamento é construir usinas com reservatório, garantindo uma vazão regularizada. Entretanto, os novos empreendimentos localizados na região Amazônica Brasileira não permitem a concepção de grandes reservatórios, pois, a água inundaria áreas dentro da floresta causando significativos impactos socioambientais. Em complemento, a Amazônia não é um território livre para a exploração, a Figura 9 ilustra a grande quantidade de reservas e unidades de conservação, tornando inviável a construção de novos reservatórios.

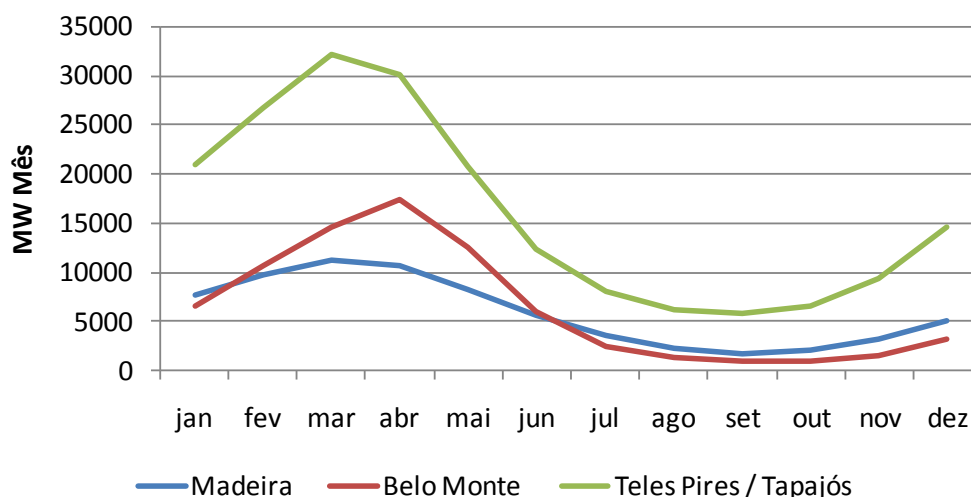
Figura 9 - Usinas Hidrelétricas e as interferências socioambientais



Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018.

Mesmo que seja possível, a construção de usinas sem reservatórios provocam um efeito chamado de “gangorra” no sistema. Anualmente, usinas da região norte vertem água no período úmido e desligam suas casas de força no período seco. Para mostrar este efeito, a Figura 10 mostra as vazões afluentes, representada pela Energia Natural Afluente - ENA, nas três grandes bacias amazônicas: Madeira, Belo Monte e Teles Pires /Tapajós.

Figura 10 - Energia natural afluyente das hidrelétricas amazônicas



Fonte: Adaptado de Operador Nacional do Sistema - ONS, 2018.

A redução da energia armazenada nos subsistemas adjacentes prejudica a regularização anual, e reduz a disponibilidade para atendimento dos requisitos de potência pelas perdas por deplecionamento. Em 2010 o ONS fez uma estimativa e o número chega a 10GW, isto corresponde a mais de 14% do parque gerador hidrelétrico. Se somadas às demais perdas, estima-se que 25% da potência instalada não está disponível no período seco. A distribuição das perdas pelo Brasil pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 - Perdas de potência do parque gerador hidrelétrico brasileiro

	SE/CO	UHE Itaipu	S	NE	N	Total
Potência instalada	26398	12600	13388	11384	11646	75416
Perda deplecionamento	3090	0	1117	307	5824(*)	10338
Manutenção	2243	0	1497	1011	330	5081
Restrição Elétrica	2012	-	-	-	-	2012
ANDE	-	950	-	-	-	950
Disponibilidade	18972	11650	10774	10066	5492	56954

(*) Tucuruí II

Perda de ~ 18 GW

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS, 2018.

Detalhando estas perdas da Tabela 1 destacam-se os seguintes eventos:

- Perda gradual de regularização, com uso mais intenso dos reservatórios, ao final de cada estação seca, ocasionando perdas por deplecionamento da ordem de 4,5 GW;
- Desligamento sistemático da segunda casa de força de Tucuruí, no fim de cada ano, com perda de aproximadamente 5,6 GW;
- Controle de tensão do sistema de 440 kV no verão, que limita sistematicamente a plena disponibilidade de potência das usinas conectadas a essa malha, com perda de 1,4 GW;
- Manutenções programadas (inadiáveis) e não programadas, totalizando cerca de 5 GW.

3.1.6 Modelagem da geração eólica e solar

As naturezas das conversões da energia eólica e solar podem ser facilmente encontradas na literatura (AMARANTE & BROWER, 2001) (PEREIRA, MARTINS, DE ABREU, & RUTHER, 2006) e não fazem parte do escopo desta pesquisa. No planejamento, além da capacidade instalada, a disponibilidade de geração de um parque eólico ou solar deve ser calculada através do valor do Fator de Capacidade - FC:

$$FC = \frac{E_a}{P_N T} \quad (42)$$

sendo,

E_a é a quantidade de energia produzida no intervalo de tempo T ;

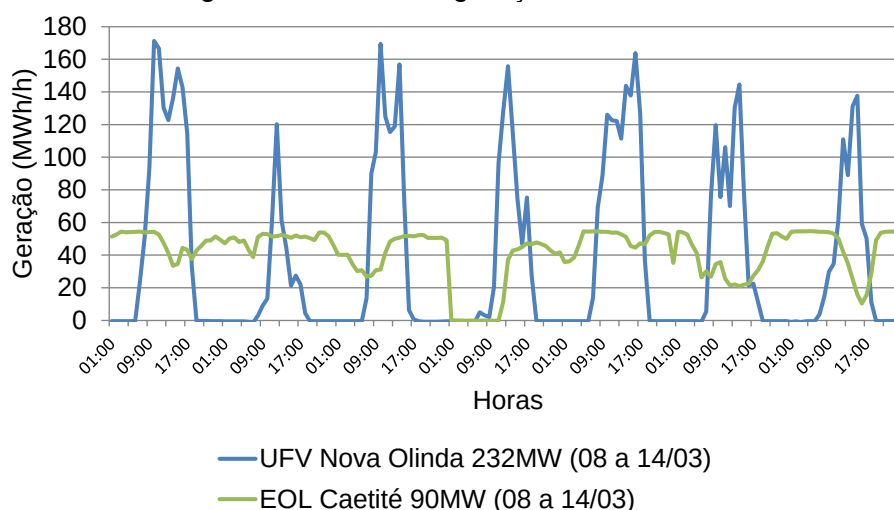
P_N é a soma das potências nominais dos equipamentos (aerogeradores ou painéis) do parque eólico ou solar.

A energia produzida é estimada através da medição em torres anemométricas, para o caso dos projetos eólicos e dados solarimétricos para os solares. Como resultado, se estima a produção anual de energia e a incerteza padrão da geração (SIMAS & PACCA, 2013). Sob o ponto de vista mensal, é uma boa alternativa para complementar a geração

hidráulica em virtude dos problemas apresentados anteriormente pelas perdas por deplecionamento e operação a fio-d'água, pois, apresenta seu melhor desempenho nos períodos de agosto a novembro, considerado como período seco do sistema interligado, e pior desempenho no período úmido, onde há bastante energia nos reservatórios das hidrelétricas (WITZLER, 2015).

No horizonte de curto prazo a situação se inverte, a imprevisibilidade dificulta a produção de energia firme em horários de maior demanda (LEITE, FALCÃO, & BORGES, 2006). A Figura 11 mostra a curva de geração para um empreendimento eólico na Bahia, e um solar fotovoltaico no Piauí. Neles é possível observar a variabilidade diária e a importância de sua representação no DHO mostrado na subseção 3.1.2.

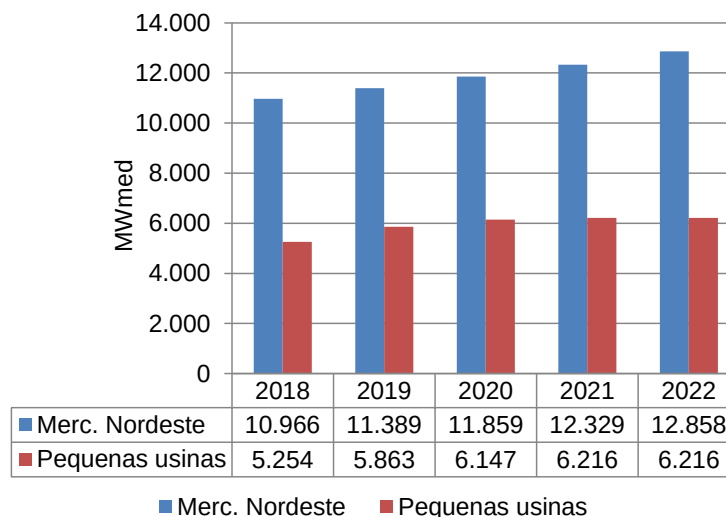
Figura 11 - Curva de geração eólica e fotovoltaica



Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS, 2018.

Nos modelos de DHO, a representação destas fontes é baseada no FC que são agregadas em uma rubrica, chamada “pequenas usinas”. Quando há um número reduzido de agentes, a representação é aceitável, mas ao verificar a Figura 12 que mostra o montante de pequenas usinas, verifica-se a distorção que está sendo suscitada na modelagem da otimização hidrotérmica, sobretudo na região Nordeste.

Figura 12 - Representação das eólicas e solares no DHO



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia - CCEE, 2018.

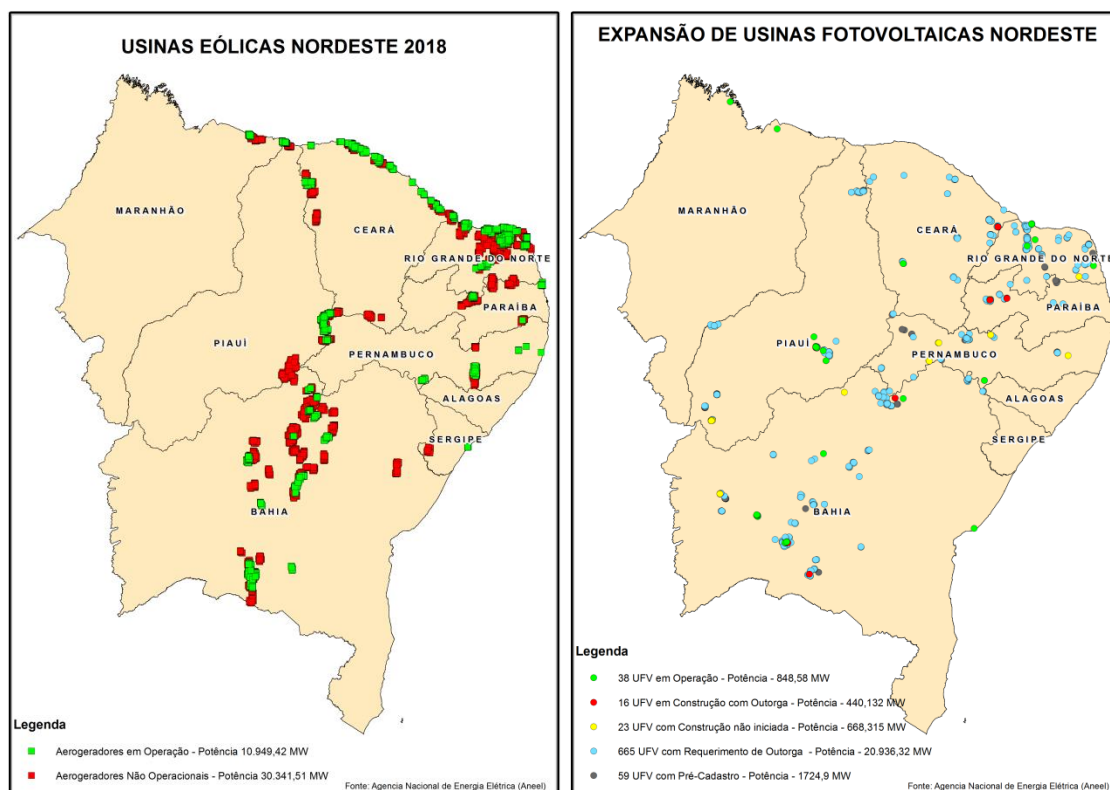
Para reduzir o efeito da variação, a *Bonneville Power Administration* - BPA exige um acerto na previsão da geração de 96% com uma antecedência de uma hora e, caso não seja atendido, um sistema de penalidades é aplicado. Isto incentivou o desenvolvimento de sistemas de armazenamento para operação junto aos parques eólicos para cobrir eventuais déficits de geração com sistema baterias (BREKKEN, et al., 2011).

Naturalmente, os geradores hidrelétricos são mais apropriados para acomodar as variações diárias, estabelecendo assim uma cooperação mútua entre as fontes. Contudo, este regime operativo como visto na subseção 1.1.2 induz um aumento dos esforços hidromecânicos, com paradas e partidas de unidades geradoras (SANTOS & MACHADO, 2014), alterando os programas de manutenção da usina.

O potencial das fontes eólicas e solares é bastante significativo, cerca de 40 GW conforme mostrado na Figura 13. É possível notar a formação de agrupamentos onde se concentram os maiores potenciais e servem de base para a construção do modelo para a avaliação da curva de carga. O agrupamento de fontes eólicas e solares, associada à imprevisibilidade, pode levar a falhas de suprimento se não houver

reserva de potência e suporte de reativos nos locais e nos montantes adequados.

Figura 13 - Potencial eólico e solar no Brasil



Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018.

3.2 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

O planejamento da transmissão envolve a determinação de quais linhas e/ou transformadores que devem ser instalados (FORTUNATO, 1990), e determinar quando esses equipamentos necessitam entrar em operação, garantindo um atendimento confiável e econômico da demanda em um determinado ano horizonte.

Em função da característica natural do problema da expansão (construir ou não construir), foi proposto em (LEE, HICKS, & HNYLICZA, 1974) um método para definição do plano de mínimo custo, baseado em programação inteira do tipo *Branch&Bound*. Aproveitando a ideia proposta por Garver (GARVER, VAN HORNE, & WIRGAN, 1979), onde é sugerida uma metodologia para quantificação da capacidade de atendimento da carga em sistemas de geração transmissão (PEREIRA

M. V., 1985). Pereira (1985) apresenta uma metodologia baseada em programação linear, para considerar o índice de capacidade de atendimento de carga no processo de síntese de redes de transmissão. A classificação das alternativas é formada pela análise de sensibilidades sobre o fluxo de potência CC.

O fluxo de carga linearizado (YU, ZHOU, QIN, & WANG, 2012) (BROWER, 2014) permite o desenvolvimento de um modelo aproximado para a distribuição dos fluxos de potência ativa, apresentando como principais vantagens o baixo esforço computacional e uma precisão aceitável para estudos de planejamento, mostrando-se adequado para a análise (HAFFNER, 1999).

Sejam duas barras k e m mostrada na Figura 14, representam uma seção da rede com indicação das variáveis associadas o fluxo de potência ativa é calculado por (HAFFNER, 1999):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (43)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (44)$$

sendo,

V_k é a tensão na barra k ;

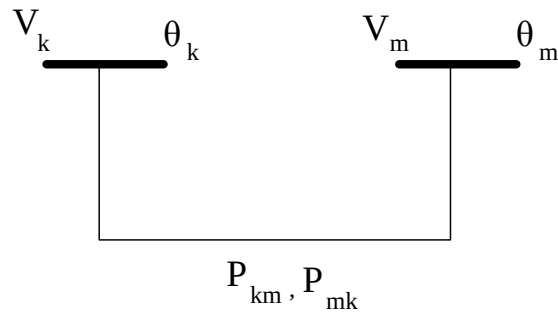
V_m é a tensão na barra m ;

g_{km} é a condutância da linha km ;

b_{km} é a condutância da linha km ;

θ_{km} é variação angular na linha km ;

Figura 14 - Representação das barras no fluxo potência CC



Fonte: Autor, 2018.

O fluxo de carga CC é baseado no acoplamento das variáveis P e θ (potência ativa / ângulo). Considerando linhas de tensão elevada podemos admitir que V_k e V_m próximo de 1,0 pu e θ_{km} pequeno. Os fluxos de potência aproximados são descritos por:

$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (45)$$

$$P_{mk} = \frac{\theta_m - \theta_k}{x_{km}} \quad (46)$$

Aplicando (45) e (46) para um número qualquer de barras, o problema torna-se encontrar os ângulos e o fluxo em cada barra/linha. A solução consiste em resolver iterações de um sistema linear conforme descrito em:

$$[\theta] = [B^{-1}] \cdot [P] \quad (47)$$

Para a segurança do sistema, a perda de um componente (conhecido como N-1) não deve ser suficiente para provocar um desligamento em nenhum equipamento remanescente. Este critério é frequentemente adequado para os estudos de regime permanente. Algumas situações necessitam considerar a perda de mais equipamentos (N-2 ... N-k). A questão é construir um algoritmo capaz de representar uma maneira eficiente e prática de mitigar o corte de carga na ocorrência de contingências. (STREET, OLIVEIRA, & ARROYO, 2011).

3.3 REQUISITOS DE RESERVA DO SISTEMA

Em regime permanente, a energia mecânica dos geradores hidráulicos que entra no sistema pelas turbinas é igual à energia elétrica consumida pelas cargas, descontando as perdas. Se a energia elétrica consumida pelas cargas aumenta, mas a potência mecânica fornecida pelas turbinas permanece constante, o aumento na demanda só pode ser obtido a partir da energia cinética armazenada nas máquinas rotativas. A redução da energia cinética nos geradores é equivalente à diminuição de sua velocidade de rotação, de modo que a frequência elétrica do sistema cai. Isso geralmente significa que os geradores do sistema devem ter alguma capacidade de reserva associada à sua inércia rotacional (WOOD & WOLLENBER, 1996).

A frequência de um sistema elétrico está fortemente relacionada ao equilíbrio entre geração e carga. Em regime permanente, todos os geradores trabalham em sincronia com uma frequência elétrica do sistema que geralmente é de 50 ou 60 Hz. Em regime, o torque de aceleração aplicado por cada turbina em cada gerador é igual, descontando as perdas, ao torque eletromagnético que tende a frear a máquina (KUNDUR, 1994):

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (48)$$

sendo,

$\Delta\omega_r$ é a variação na frequência elétrica do sistema;

H constante de inércia do sistema;

ΔP_m variação da potência mecânica;

ΔP_e variação da potência elétrica;

Caso ocorra um desequilíbrio, ou seja, aumento da potência elétrica demandada no sistema, então o torque eletromagnético nos geradores aumenta, eles começam a desacelerar e a frequência elétrica diminui progressivamente.

Existe a necessidade de um controle que regule a potência mecânica de entrada para os geradores síncronos (KUNDUR, 1994), de modo que a frequência do sistema permaneça estável quando a demanda varia. Este sistema de controle existe em todos os sistemas elétricos e tenta manter uma frequência de referência, desde que se existam recursos de reserva suficientes.

Assim como o critério N-1 para a transmissão, a perda do maior gerador do sistema não deverá causar desligamentos e deve manter o fluxo de energia e variação de frequência dentro dos limites.

Segundo Ramos, a maioria dos geradores eólicos é isolada da rede principal por conversores eletrônicos e a inércia dessas turbinas é praticamente desprezível (RAMOS, 2015). Assim, o desempenho dinâmico do sistema frente às oscilações de frequência apresentará mudanças significativas. Na geração solar este efeito ainda é mais evidente pela inexistência de massas girantes.

A equação (48) mostra ainda a necessidade de adicionar novas máquinas síncronas capazes de prover inércia H , potência reativa e capacidade de regulação de tensão e de velocidade, em montantes que permitam compensar as eólicas e as solares.

3.3.1 Caracterização dos tipos de reservas

A reserva também tem a função de evitar que, em caso de erros de previsão da eólica, solar ou perda da transmissão, o sistema esgote seus recursos de sincronismo entrando em situações de colapso de tensão. Existem reservas com diferentes características, que dependem de cada região ou das necessidades dos operadores. Em geral, pode-se agrupá-las em três tipos:

- Reserva Girante ou Primária (*Spinning Reserve*) - Capacidade de geração sincronizada, mas não despachada, com rápido tempo de resposta para compensar interrupções. Seu tempo de permanência em operação é 10 segundos e objetiva

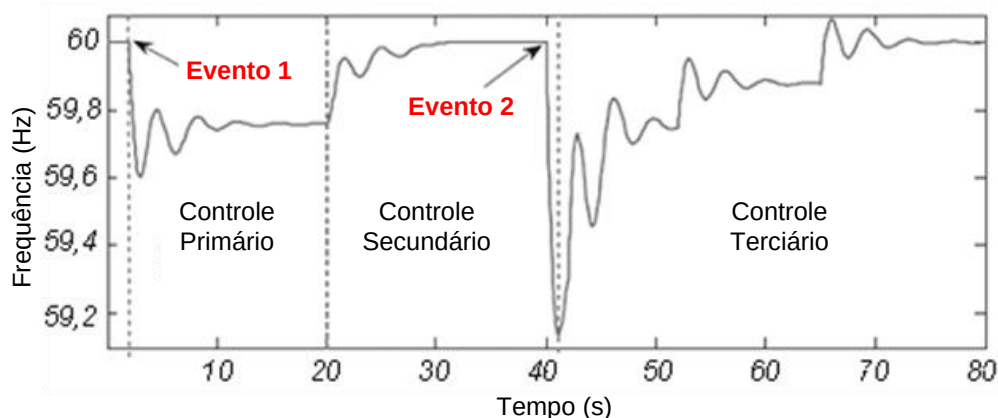
manter a frequência do sistema sendo limitada pela própria inércia dos geradores.

- Reserva Secundária (*Supplemental Reserve*) - Capacidade de geração geralmente desconectada da rede, podendo estar disponível no prazo de 10 minutos. Ao contrário da reserva girante, a secundária não é “sincronizada” com a rede (frequência). Reservas secundárias são utilizadas somente após o término das reservas girantes.
- Reserva Terciária (*Backup Supply*) - Geração *off-line* que pode entrar em operação na rede em até uma hora. Seu papel é, essencialmente, um *backup* para reservas primárias e secundárias para o atendimento para situações de emergências e recomposição do sistema após faltas. A reserva terciária também pode ser usada como reserva para transações no mercado de curto prazo.

A resposta para um evento de perda de geração, com a atuação dos controles primário, secundário e terciário (COSTA C. L., 2014) pode ser vista na Figura 15. A variação da frequência é diretamente relacionada à inércia do sistema (48). Alguns segundos após a ocorrência do evento 1, os reguladores de velocidade de todos os geradores respondem para restaurar o equilíbrio entre carga e geração e estabilizar a frequência, mas com valor diferente do nominal. A atuação do controle secundário fará com que a frequência retorne ao seu valor nominal.

Caso ocorra um evento mais grave (evento 2) a frequência poderá cair para um valor abaixo da referência de operação de 60 Hz, o controle secundário deve ser desabilitado e um esquema de alívio de carga acionado com o objetivo de restaurar a frequência e manter a estabilidade. O controle terciário é usado para restaurar a reserva de potência, gerenciar eventuais congestionamentos, e trazer de volta a frequência e a potência de intercâmbio para seus valores de referência.

Figura 15 - Resposta dos controles primário, secundário e terciário



Fonte: Adaptado de (COSTA C. L., 2014) APUD (BEVRANI, H. 2011).

A facilidade de controle permite os geradores os dispositivos mais adequados para o suprimento de reserva. Outra opção é usar a carga que deve ser monitorada pelo operador e caso seja necessário ela pode participar no reestabelecimento da frequência. É uma opção interessante principalmente por promover receita, elevar a confiabilidade do fornecimento de eletricidade aumentando as reservas (KIRBY, 2003). Uma das desvantagens deste gerenciamento é operar em conjunto todos os agentes e fazê-los responder, de forma adequada, os requisitos de operação.

3.3.2 Reserva operativa de potência

A forma de calcular a reserva operativa varia bastante em função das características de cada região. De forma simplificada, o operador da área de Nova Iorque, requer apenas uma reserva primária de 2% da carga de ponta (NYISO, 2007) (KIRBY, 2003). Segundo o operador Brasileiro, este cálculo pode ser realizado por um método probabilístico (ONS, 2016).

Neste caso, a reserva é distribuída em três tipos, primárias, secundárias e terciárias. Para estudos de planejamento da operação, o operador Brasileiro define a reserva total do sistema o como:

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i \quad (49)$$

sendo,

$$R1_i = 1\% \cdot RGA_i \quad (50)$$

$$R2_i = 4\% \cdot C_i \quad (51)$$

$$R3_i = \frac{MM_i \cdot RGA_i}{\sum MM_i \cdot RGA_i} \cdot MM_{prob} \quad (52)$$

e,

$R1$, $R2$ e $R3$ são as reservas de controle primário, secundário e terciário respectivamente;

RGA_i é a responsabilidade própria de geração da área de controle;

C_i é a carga da área de controle, incluindo os consumidores livres;

MM_i é a maior máquina da área de controle:

$$MM_{prob} = RPO_{sistema} - 5\% \cdot C_{sistema} \quad (53)$$

$RGA_i = C_i + \text{intercâmbio líquido programado de fornecimento da área de controle.}$

As áreas que detêm uma possibilidade de ficarem isoladas, ou, em caso de *blackout*, ser reestabelecidas sem a necessidade de agentes externos são chamadas de regiões de controle.

A reserva primária, por estar diretamente relacionada a disponibilidade da máquina depende apenas da parcela de geração alocada dentro da área de controle RGA . Portanto, de forma direta, a reserva primária é 1% da geração alocada dentro da área de controle (50). Esta reserva é destinada ao controle de carga-frequência.

Já o cálculo da reserva secundária envolve a resposta do sistema às variações diretamente relacionadas aos erros de previsão da carga C . Seu valor envolve o cálculo do erro de previsão englobando a potencia de ponta e instantânea e excluindo 1/3 do desvio padrão. O valor médio encontrado é a carga dentro desta área de controle. A reserva secundária é obtida como sendo 4% deste valor (51).

A reserva terciária é calculada com a probabilidade da ocorrência de eventos indesejados como a saída da maior máquina da área de controle MM . Conceitualmente, ela calcula a parcela de reserva a ser alocada dentro da área de controle em virtude da perda da maior máquina do sistema (52).

Se a reserva de potência global do sistema, calculada probabilisticamente, for a 5% da carga, ela será considerada igual a 5% do mercado global ($MM_{prob} = 0$) e, conseqüentemente, a reserva terciária (R3) será zero (ONS, 2016). Nos estudos aqui apresentados, a reserva terciária será considerada nula, portanto, admitindo-se que corresponde a 5% da carga probabilística do sistema.

Já na Espanha e em outros países do sistema elétrico europeu há uma significativa diferença para o cálculo da reserva (REE, 2018). A reserva primária é a própria inércia sincronizada das máquinas e a secundária é determinada com base na equação (54) sendo que existe uma faixa de tolerância mínima e máxima para a reserva. Já a terciária é tratada como uma contratação à parte, que pode ocorrer por necessidades conjunturais.

$$R = \sqrt{10L_{\max} + 150^2} - 150 \quad (54)$$

sendo,

$L_{\max}$ é demanda esperada na área de controle, em MW.

3.3.3 Planejamento da reserva operativa

Metodologias baseadas em conceitos de confiabilidade, ou seja, a probabilidade de ocorrências de falhas ou indisponibilidades do sistema são solucionados eficazmente (BILLINTON & ALLAN, 1996) (PEREIRA M. , 2017). Geralmente a solução é estabelecer uma reserva estática, baseada nos componentes já em operação ou sua evolução cronológica, sem considerar a dinâmica do sistema, como as ENAs, e a produção de geração eólica e solar.

Nestas avaliações, o operador conhece as características das máquinas disponíveis e sua capacidade. No planejamento, há

disponibilidade de diferentes usinas e equipamentos que poderão executar essa função, mas infelizmente não é comum o cálculo da reserva nos estudos de planejamento, que não garante a melhor escolha para a expansão.

Uma forma de realizar esta análise é aplicar uma metodologia utilizando a Simulação de Monte Carlo sequencial - SMCS (SALES, 2009) (PEREIRA M. , 2017). Segundo Sales (2009) este modelo pode ser aplicado nos estudos de longo prazo desde que três princípios sejam seguidos: (i) as unidades podem ser ligadas e/ou desligadas sem restrição para atender a carga e satisfazer o critério de reserva girante; (ii) as máquinas devem obedecer à ordem de mérito para manter o nível de reserva sincronizada o mais próximo possível do valor especificado; (iii) a reserva operativa é composta pelas máquinas com tempos de partida menores ou iguais a uma hora que ainda não foram sincronizadas mais a reserva girante. A equação do balanço de potência para avaliar os requisitos de reserva é definida por:

$$R_s(t) + R_T(t) - \Delta L(t) - \Delta P_{EOL} - \Delta PG^{Sinc}(t) \geq 0 \quad (55)$$

sendo,

R_s é a reserva secundária no instante t ;

R_T é a reserva terciária no instante t ;

ΔL é a variação que pode ocorrer na carga no instante t devido aos erros de previsão de demanda no curto prazo;

ΔP_{EOL} representa as oscilações na potência eólica disponível no instante t ;

ΔPG^{Sinc} representa o montante de geração sincronizada indisponível no instante t ;

A equação (55) é base para o cálculo das funções teste para estimar os índices de confiabilidade LOLP, LOLE, EENS e LOLF entre outros. Os montantes ideais de reserva são definidos em função dos

critérios de confiabilidade em diferentes patamares de carga (e.g., leve, média e pesada).

A base de dados de referência para os estudos de confiabilidade e de otimização da parada e partidas de máquinas é a IEEE RTS-96, com suas versões modificadas para receber apenas hidráulicas, a IEEE RTS-96H, hidráulicas e eólicas, a IEEE RTS-96HW (SCHEIDER JR, 1999).

Por fim, este capítulo apresentou a revisão teórica com os princípios básicos para o planejamento do sistema e da reserva operativa. Em seguida, será apresentado o referencial teórico sobre os dispositivos de armazenamento e suas principais aplicações.

4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia elétrica sempre foi um grande desafio da engenharia, guardá-la em grandes quantidades demandam processos de conversão, ocasionando perdas (RASTLER, 2010). Neste capítulo, é realizada uma revisão teórica sobre as tecnologias de armazenamento (seção 3.1). Serão discutidas as principais tecnologias: usinas reversíveis – PHES (seção 3.2) as térmicas a ar comprimido - CAES (seção 3.3), baterias – BESS (seção 3.4) e os trens de gravidade – ARES (seção 3.5).

4.1 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Dispositivos de armazenamento são equipamentos de busca guardar energia em período de mercado reduzido e disponibilizá-la quando for necessário (quando os preços forem mais elevados), proporcionando também, flexibilidade e acomodação de gerações intermitentes.

Independentemente da tecnologia empregada, os parâmetros mais relevantes destes dispositivos são (SAN MARTÍN, ZAMORA, SAN MARTÍN, APERRIBAY, & EGUÍA, 2011):

(a) *Capacidade de Armazenamento (W_{st})*: É a quantidade de energia disponibilizada após o término do ciclo de carregamento. A descarga é frequentemente incompleta sendo inferior a quantidade de armazenamento total.

(b) *Tempo de descarga (τ)*: definido pela expressão (ROBIN G., 2004):

$$\tau = \frac{W_{st}}{P_{Max}} \quad (56)$$

sendo,

τ : Tempo de descarga, em horas,

W_{st} : Energia total armazenada, em MWh,

P_{Max} : Potência máxima, em MW.

(c) *Eficiência* (η): Razão entre a energia entregue W_{ut} e a energia armazenada W_{st} , definido pela expressão (ROBIN G., 2004):

$$\eta = \frac{W_{ut}}{W_{st}} \quad (57)$$

sendo,

η : Tempo de descarga,

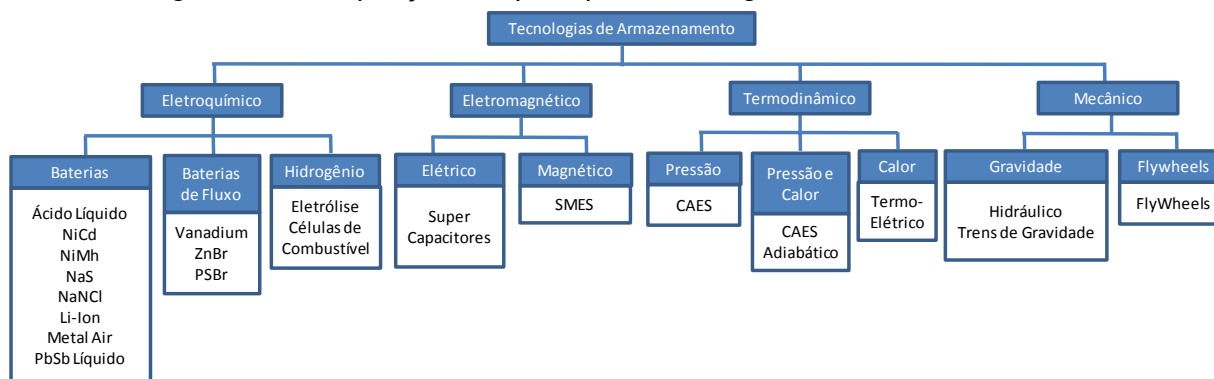
W_{ut} : Energia entregue ao sistema, em MWh,

(d) *Durabilidade*: Dado pelo número de vezes que o dispositivo de armazenamento pode liberar energia, a partir do nível para o qual foi projetado. É expresso como o número máximo de ciclos, N, cada um correspondendo a um processo de carga e descarga.

A principal desvantagem dos dispositivos é a perda pelo carregamento, descarga, conversão e armazenamento. De forma simplificada estima-se uma perda de 25% o que é significativo nos estudos energéticos.

De forma geral, os dispositivos dividem-se em quatro categorias (BROWER, 2014) (EPRI, 2013): os eletroquímicos, que basicamente são as famílias de baterias, são aplicações ainda de pequeno tamanho em virtude da sua baixa densidade energética; eletromagnéticos são relacionados à qualidade de energia e operação de curto prazo; termodinâmicos que já são maiores e com maior capacidade de atender os requisitos energéticos e mecânicos que indiretamente armazenam energia que será convertida a posteriori em energia elétrica quando for mais conveniente. Essa classificação é mostrada na Figura 16.

Figura 16 - Prospecção das principais tecnologias de armazenamento



Fonte: Adaptado de (EPRI, 2013)

Não serão detalhados todas tecnologias, mas a Tabela 2 apresenta as principais vantagens e desvantagens de cada uma delas e sua aplicação na área energética ou elétrica.

O processo de escolha dos equipamentos consistiu na revisão das publicações e levantamento da viabilidade técnica de cada alternativa (LETCHER, LAW, & REAY, 2016).

Tabela 2 - Vantagens e desvantagens das tecnologias

Tecnologias de armazenamento	Vantagens	Desvantagens	Aplicação Elétrica	Aplicação Energética
Bombeamento	Alta capacidade e baixo custo	Requer local específico		Recomendado
CAES		Requer local específico e disponibilidade de gás		Recomendado
Baterias de Fluxo (PSB, VRB e ZnBr)	Alta capacidade e flexibilidade de potência e energia	Baixa densidade energética	Aceitável	Recomendado
Metal-air	Alta densidade energética	Difícil processo de carregamento		Recomendado
NaS	Alta densidade de potência e energia e alta eficiência	Custo de produção e segurança operativa	Recomendado	Recomendado
Li-ion	Alta capacidade de potência e energia e alta eficiência	Alto custo de produção e sistema especial para carregamento	Recomendado	Em desenvolvimento
Ni-Cd		Alto custo	Recomendado	Aceitável
Novas tecnologias de Baterias			Recomendado	Em desenvolvimento
Lead-acid	Baixo custo	Ciclo de vida limitado quando apresenta descarga total	Recomendado	Em desenvolvimento
Flywheels	Grande potência	Baixa densidade energética	Recomendado	Em desenvolvimento
Supercondutores (SMES, DSMES)		Baixa densidade energética e custo de produção	Recomendado	
Supercapacitores	Durabilidade e eficiência	Baixa densidade energética	Recomendado	Aceitável

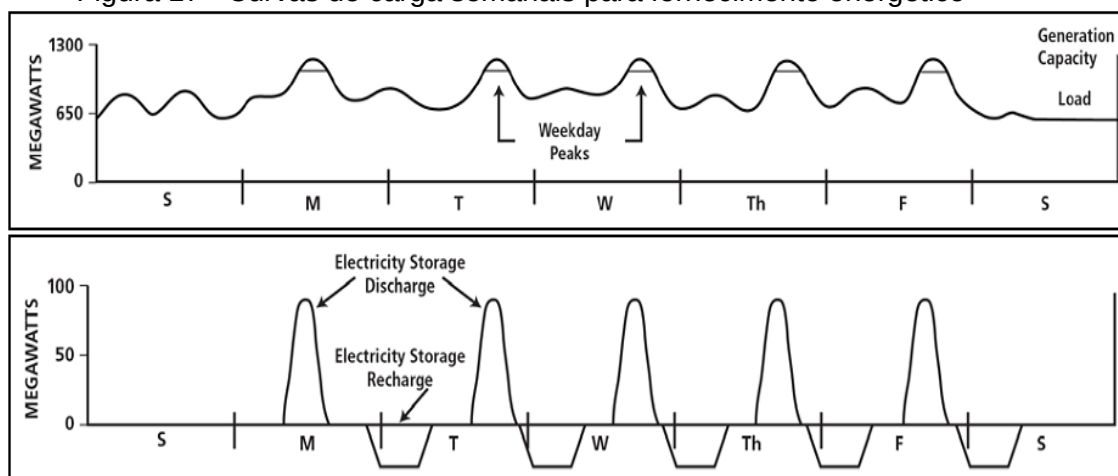
Fonte: Adaptado de (LETCHER, LAW, & REAY, 2016) (BREKKEN, et al., 2011) (EPRI, 2013)

No relatório do EPRI (EPRI, 2013), diversos estudos foram compilados, mostrando uma revisão das tecnologias e como elas podem contribuir com o sistema.

A primeira aplicação dos dispositivos de armazenamento é o fornecimento energético. Nesta situação, há necessidade de atendimento diário e em períodos de ponta, não sendo econômico para outros geradores, seja pela indisponibilidade forçada ou programada como também outros aspectos técnicos como o tempo de resposta das termelétricas de ciclo combinado e hidrelétricas convencionais.

A Figura 17 mostra duas curvas de carga semanais. Na primeira, observa-se o déficit de geração nos períodos de ponta “*weekday peaks*”. Na segunda, a operação do dispositivo de armazenamento “*storage*” mostrando os ciclos de carga “*recharge*” e descarga “*discharge*”. São necessários dispositivos mais lentos, mas com grande capacidade de armazenamento.

Figura 17 - Curvas de carga semanais para fornecimento energético

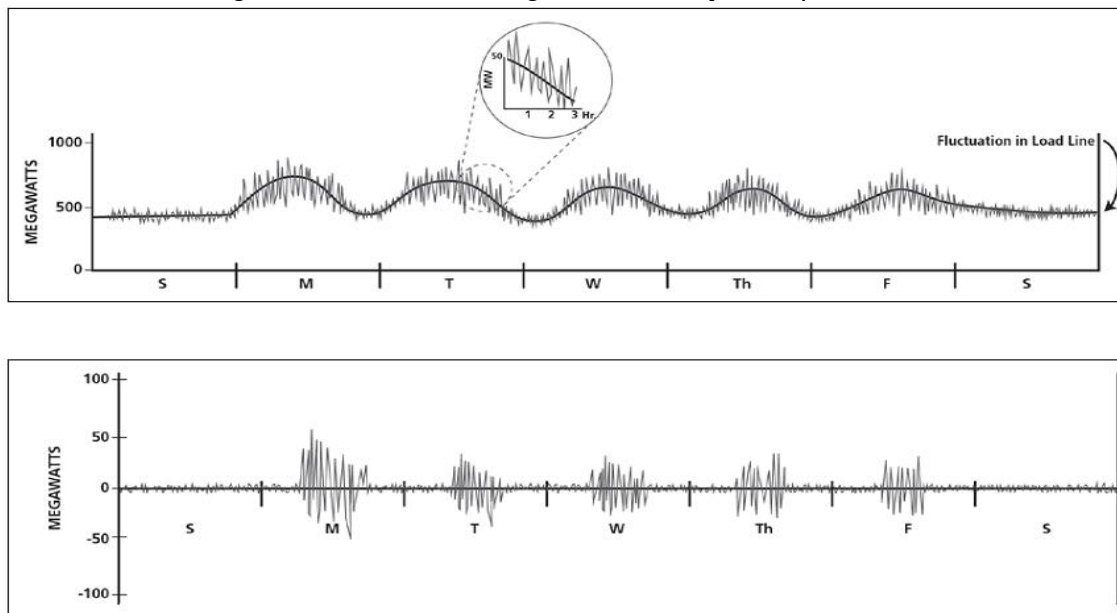


Fonte: DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.

Já na regulação de frequência, dispositivos podem apresentar um tamanho reduzido em capacidade, mas devem ser ágeis para fazer o controle entre áreas. A Figura 18, mostra na curva superior um perfil semanal com significativa oscilação de potência dentro de um curto espaço de tempo que não é recomendado para linhas de transmissão

das interligações e dificulta a atuação do Controle Automático da Geração - CAG. Na segunda curva desta figura, o armazenador atua para a estabilização do fluxo na linha.

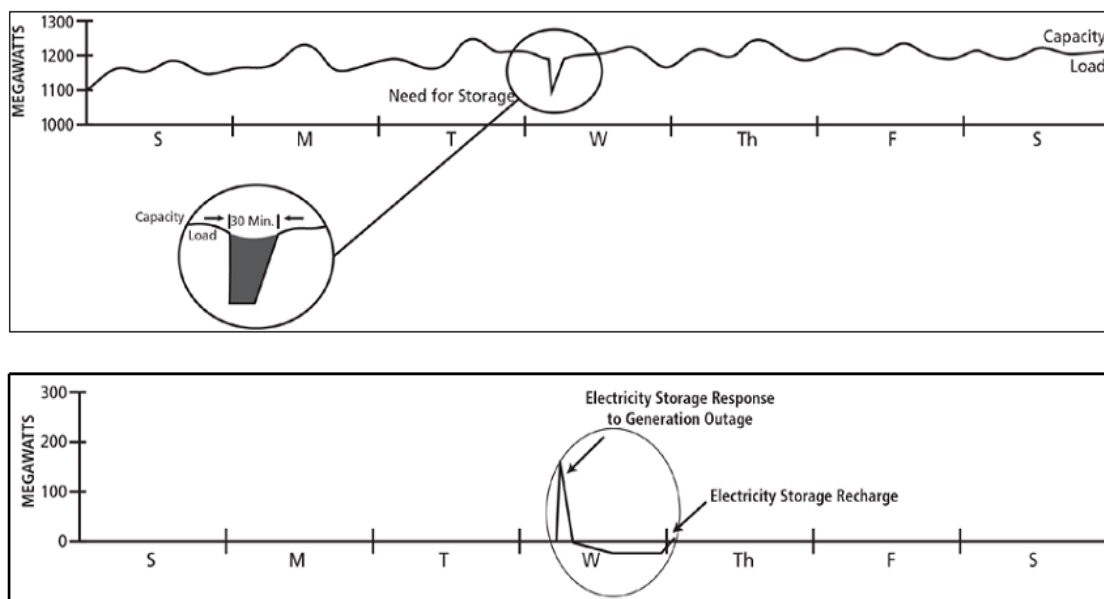
Figura 18 - Curva de carga com oscilação de potência



Fonte: DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.

Na seção 2.5 foi mostrada a caracterização dos objetivos da reserva e sua classificação. A reserva terciária geralmente é subcontratada pelos operadores. Os ESS podem ser utilizados para supri-las, recompondo o lastro de potência em saídas não programadas. A Figura 19 mostra um exemplo desta aplicação. Sua atuação requer uma capacidade de fornecer grandes quantidades de energia.

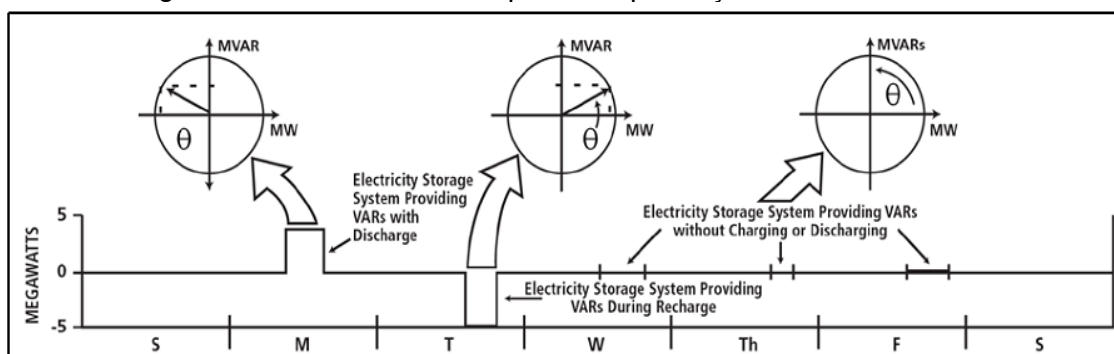
Figura 19 - Curva de armazenamento com saída não programada



Fonte: DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.

Outra função é a compensação de reativos. O objetivo é prover estabilidade de tensão em diversas situações no fluxo de potência, ver Figura 20. Os compensadores estáticos fazem esta tarefa de forma barata e eficiente, porém, a compensação é apenas reativa. Já os ESS, podem produzir potência ativa e reativa, melhorando o perfil de tensão pelo fornecimento ou consumo de potência ativa e reativa. Os dispositivos devem apresentar uma atuação rápida, com resposta aos transitórios elétricos.

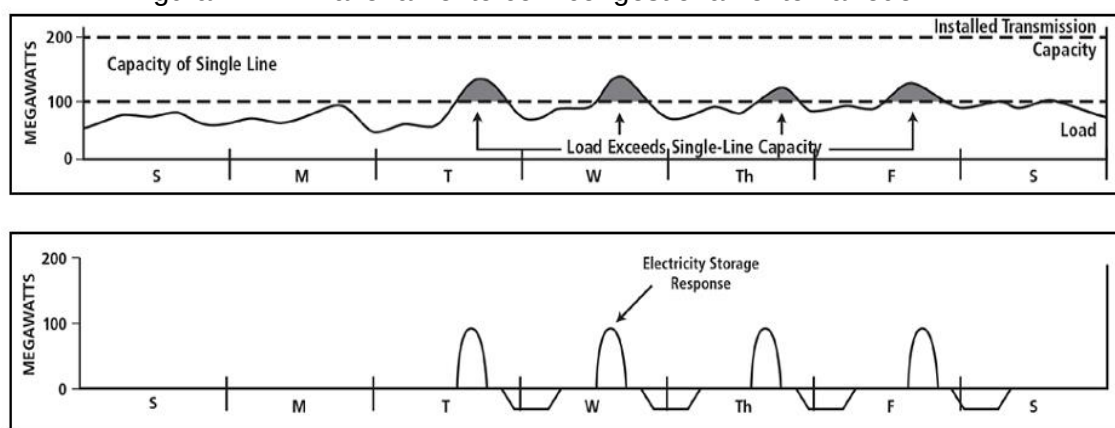
Figura 20 - Armazenamento para compensação de reativos



Fonte: DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.

Em grandes centros urbanos, existe uma forte resistência pela abertura de novos corredores para a passagem de linhas de transmissão, deixando o sistema existente em sobrecarga. Os ESS podem ajudar nesta função. Em outras situações, não há perspectiva de evolução do mercado e consequentemente da sobrecarga, um segundo circuito pode onerar desnecessariamente o consumidor. A Figura 21 mostra a curva semanal para esta situação onde há excesso de carga (curva superior) e como responder com armazenamento (curva inferior).

Figura 21 - Armazenamento com congestionamento na rede



Fonte: DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.

Com a revisão destas características e com base nos problemas encontrados no sistema em estudo, optou-se pela ênfase nos estudos em dispositivos de armazenamento de larga escala. Serão detalhados os seguintes dispositivos:

- Hidrelétricas reversíveis (*Pumped Hydro Energy Storage - PHES*);
- Ar Comprimido (*Compressed Air Energy Storage - CAES*);
- Baterias (*Battery Energy Storage - BESS*);
- Trens de gravidade (*Advanced Rail Energy Storage - ARES*).

4.2 HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (PHES)

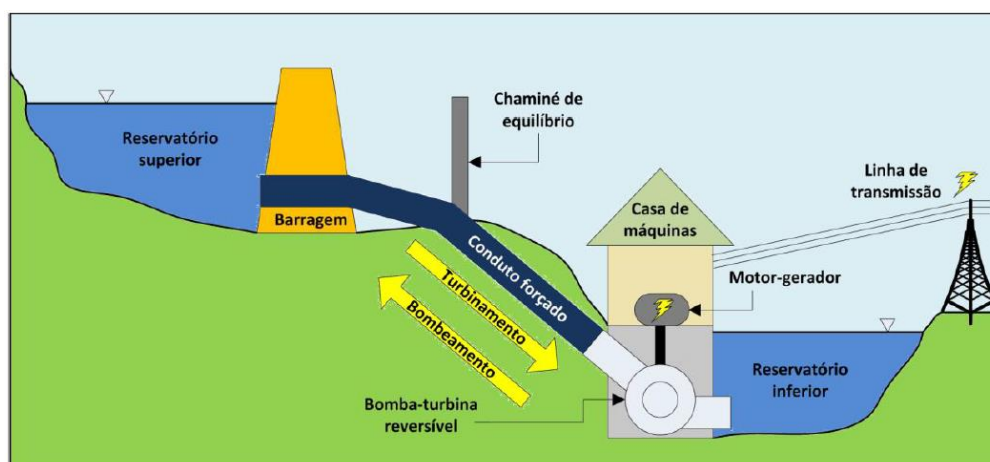
Em todo o mundo, mais de 100 GW em armazenamento estão instalados e distribuídos por cerca de 380 plantas. Mais de 99% destes projetos são de usinas hidrelétricas reversíveis.

É uma tecnologia já madura e em escala comercial, sendo usada em muitos locais no mundo (EPRI, 2013). Seu princípio se baseia no bombeamento de água para o reservatório superior em períodos de pouco carregamento do sistema e seu despacho quando houver necessidade, como nos momentos de pico de carga (ANAGNOSTOPOULOS J., 2007).

Porém, há uma perda de 15% a 30% durante o processo de armazenamento. Ao considerar a operação da usina em cascata e a possível construção de novos reservatórios adjacentes, aumenta-se consideravelmente a eficiência do armazenamento, podendo resultar em um ganho de energia, proveniente da redução do vertimento e/ou evaporação de água (HUNT, FREITAS, & JUNIOR, 2016).

Um esquema de sua configuração pode ser visto na Figura 22. A principal vantagem desta tecnologia, segundo Canales (CANALES, BELUCO, & MENDES, 2015), é o curto tempo necessário para atingir a potência máxima, que é de dois minutos, enquanto uma turbina a gás ciclo aberto leva de sete a quinze minutos para entrar em pleno funcionamento.

Figura 22 - Esquema de uma hidrelétrica de bombeamento



Fonte: (CANALES, BELUCO, & MENDES, 2015).

A produção hidráulica reversível é calculada por:

$$P_g = k_g \cdot h \cdot q \quad (58)$$

$$P_c = k_c \cdot h \cdot q \quad (59)$$

$$\Phi_{HB} = P_g - P_c \quad (60)$$

sendo,

P_g e P_c é a energia produzida e consumida durante o ciclo de carga e geração;

h é a diferença entre os níveis de montante e de jusante, provocado pela barragem;

q é a vazão para geração ou consumo de energia;

k produtividade específica da usina, dada por $k = \frac{\rho \cdot g}{10^6} \cdot \eta_{med}$

onde,

g é a aceleração da gravidade;

ρ é o peso específico da água;

η é o rendimento médio (turbina-gerador ou turbina-motor);

Φ_{HB} é produção líquida da usina de bombeamento.

Considerando a operação da usina em cascata, existem ganhos energéticos relacionados ao aumento de rendimento em outras usinas, por causa da disponibilização da energia vertida turbinável. A Eficiência total de armazenamento deve considerar as perdas pela estocagem, vertimento e evaporação, sendo estimada pelas equações (HUNT, FREITAS, & PEREIRA JUNIOR, 2016):

$$E_f = \frac{E_{Armazenada} - P_{Armazenamento} + P_{Vertimento} + P_{Evaporação}}{E_{Armazenada}} \quad (61)$$

$$E_{fSistema} = \frac{(H_{PHES} + H_{jPHES} - 0.25 \cdot H_{PHES}) \cdot F \cdot g + V + E}{(H_{PHES} + H_j) \cdot F \cdot g} \quad (62)$$

sendo,

E_f é a eficiência do processo reversível;

$E_{armazenada}$ é a energia armazenada;

$P_{armazenamento}$ são as perdas por armazenamento;

$P_{Vertimento}$ são as perdas por vertimento sem a reversível;

$P_{Evaporação}$ são as perdas por evaporação sem a reversível;

$E_{fSistema}$ é a eficiência do processo reversível considerando a cascata;

F vazão de água bombeada para a PHES (em m^3/s);

H_{PHES} altura média de operação da PHES (em metros);

H_{jPHES} altura da queda das hidrelétricas a jusante à PHES (em metros);

H_j altura da queda das hidrelétricas a jusante sem a PHES (em metros);

V ganho de geração elétrica devido à redução do vertimento (em MWmed);

E ganho de geração elétrica devido à redução da evaporação (em MWmed);

Um exemplo de aplicação da tecnologia é a hidrelétrica de *Raccoon Mountain*, da *Tennessee Valley Authority - TVA*, construída em 1970 (ver Figura 23) com capacidade de geração da ordem de 1.652 MVA. O reservatório construído no topo da montanha contém 405 hm³ de água e leva em torno de 28 horas para seu completo enchimento.

Figura 23 - UHE reversível de Raccoon Mountain de 1.652 MW



Fonte: TVA Raccoon Mountain Pumped-Storage Plant.

Em geral, a construção de uma nova usina custa entre R\$ 3.000 - R\$ 7.500/kW (EPRI, 2013) o que é baixo dentre as tecnologias pesquisadas. Novas tecnologias construtivas contemplam bombeamento e geração de energia com estratégias de controle das velocidades das máquinas via eletrônica de potência, onde os conversores permitem uma produção constante independente da rotação da máquina, aumentando a flexibilidade no fornecimento de serviços de regulação de frequência e acompanhamento da curva de carga.

Devido à grande extensão litorânea brasileira é razoável conjecturar o uso da água do mar para usinas reversíveis. A “*Okinawa Yanbaru Seawater Pumped Storage Power Station*” (TETSUO, HARUO, & KATSUHIRO, 1998) é um bom exemplo. Uma usina de bombeamento de 30 MW já em operação. Usa o Mar das Filipinas como seu reservatório inferior e apresenta uma queda efetiva de 136 metros, com vazão máxima de 26 m³ / s, ver Figura 24.

Figura 24 - UHE com bombeamento com água do mar



Fonte: Disponível em <http://aenergy.ru/872>.

Na América Latina, a reversível Rio Grande está localizada perto da cidade de Santa Rosa de Calamucita, na província de Córdoba, com capacidade para gerar 970 GWh por ano e potência instalada de 750 MW, composta de quatro turbinas do tipo Francis configuram o maior projeto da região. Seus investimentos foram de US\$ 315 milhões (R\$ 1.348,00/kW).

Sua principal função é de *backup* para a rede, em particular, para a estabilização da usina nuclear de Embalse a cerca de 50 km de

distância do Rio Grande. Devido à sua alta elasticidade, a reversível serve também como uma reserva para o sistema, já que em apenas três minutos pode acionar toda potência para superar qualquer emergência. Também permite regular o preço da energia em tempos de alta demanda, substituindo o uso de combustíveis fósseis.

No Brasil, estima-se um potencial de 26 GW para a implantação das usinas reversíveis, sendo suficientes para atender as necessidades do sistema por um longo tempo (BACALTCHUK, BRANCO, BACALTCHUK, & PLATCHECK, 2014). A Tabela 3 mostra a listagem destas usinas. O destaque fica com o aproveitamento de Voçoroca no Rio Cubatão, no Paraná com possibilidade de 3.100 MW. Atualmente, a EPE está trabalhando na atualização desta lista, e espera concluir este estudo em 2019.

Tabela 3 - Listagem dos potenciais aproveitamentos reversíveis

Empreendimentos	Pot.Inst. (MW)	Q. d'Água (m)	Bombeamento (m³/seg)	Reservatório Superior			Reservatório Inferior			Distância entre Reservatórios (m)
				Represa	Cota (m)	Localização	Represa	Cota (m)	Localização	
Salto-Bugres-Canastra/RS	600	720	100	Salto	820	São Fco. de Paula	Rio Paranhana	100	Três Coroas/RS	16
Blang / Canastra/RS	600	740	100	Blang	800	São Fco. de Paula	Rio Paranhana	60	Três Coroas/RS	18
São Fco. de Paula-Sander/RS	1.750	790	275	São Fco. Paula	800	São Fco. de Paula	Arroio José Velho	10	Sander/RS	12
Tainhas - Três Forquilhas/RS	1.400	880	200	Rio Tainhas	940	Tainhas, RS	Três Forquilhas	60	Três Forquilhas/RS	15
Cambará do Sul/RS	1.500	940	200	Rio Camisas	1.000	Cambará do Sul	Rio Mampituba	60	RS/SC	12
Fóz do Chapecó/RS/SC	420	53	1.000	Fóz do Chapecó	265	Alpestre/SC	Rio Uruguai	212	Capinzal/SC	
Itá/RS/SC	670	105	800	Itá	370	Capinzal/SC	Fóz do Chapecó	265	Capinzal/SC	
Machadinho/RS/SC	700	110	800	Machadinho	480	Marcelino Ramos/RS Capinzal/SC	Itá	370	Ramos/RS	
Campos Novos/RS/SC	450	190	300	Rio Canoas	670	Campos Novos/SC Barracão/RS	Machadinho	480	Barracão/RS	
Barra Grande/RS/SC	400	167	300	Barra Grande	647	Campos Novos/SC Barracão/RS	Machadinho	480	Barracão/RS	
Pai Querê "Reversível" / RS/SC	1.280	400	400	Campos de Cima da Serra	1.050	Bom Jesus/RS	Barra Grande	647	Bom Jesus/RS São Joaquim/SC-	0,5
Passo da Cadeia/RS/SC	1.680	840	250	Passo da Cadeia, Rio Pelotas	940	Bom Jesus/RS	Rio Mampituba	100	Bom Jesus/RS -	
Rio Negro/PR	1.600	800	250	Rio Negro/PR/SC Serra do Quiriri	860	Ponta Grossa/PR	Ponta Grossa - Paranaíba	60	Garuva/PR	
Capivari - Cachoeira/PR	3.000	760	500	Capivari	770	Bocaiuva do Sul	Rio Cachoeira	10	Antonina/PR	
Voçoroca - Rio Cubatão/PR	3.100	780	500	Voçoroca/PR	880	Piraquara/PR	Rio Iporanga	100	Morretes/PR	
Camargos - Itatiaia/MG/RJ	2.000	500	500	Camargos	950	Camargos/MG	Represa do Funil	450	Itatiaia/RJ	
Represa do Funil - Mambucaba MG/RJ	1.600	400	500	Funil	450	Itatiaia/RJ	Rio Mambucaba	50	Mambucaba/RJ	40
Cachoeira da Fumaça/SP	2.000	500	550	Cach Fumaça	550	Juquiá/SP	Rio São Lourenço	50	São Lourenço/SP	12
Alberto Torres - Inhomirim/RJ	1.800	470	500	Alberto Torres	500	Areal/RJ	Rio Inhomirim	30	Inhomirim/RJ	

Fonte: Adaptado de (BACALTCHUK, BRANCO, BACALTCHUK, & PLATCHECK, 2014).

Porém, um projeto de ESS com PHES necessita de grandes volumes de investimentos, e locais específicos para sua instalação, ocasionando significativos impactos socioambientais, agregando um alto risco construtivo para essa tecnologia.

4.3 AR COMPRIMIDO (CAES)

Existe uma variedade de plantas térmicas para atender as diversas necessidades do sistema. A EPE propôs no PDE uma comparação entre a utilização de turbinas de ciclo aberto para atendimento de potência (EPE, 2017) que são máquinas a gás industrial, aeroderivadas e de combustão interna que são totalmente flexíveis. A Tabela 4 mostra as informações publicadas. Os motores de combustão interna detêm maior rendimento, cerca de 45%. Sua desvantagem é a limitação em seu tamanho e a indisponibilidade de inércia.

Tabela 4 - Comparação entre as tecnologias de UTEs

	Turbina a Gás Industrial	Turbina a Gás Aeroderivada	Motor de Combustão Interna
Potência Unitária [MW]	até 470	até 140	até 20
Rendimento [%]	35 - 43	40 - 44	40 – 50
Heat Rate [kJ/kWh, base PCI]	8.200 – 10.400	8.200 – 9.000	7.260 – 9.000
Tempo médio para início do fornecimento de energia [meses]	24	18	12
Tempo de Partida [min]	10 a 40	5 a 10	2 a 10

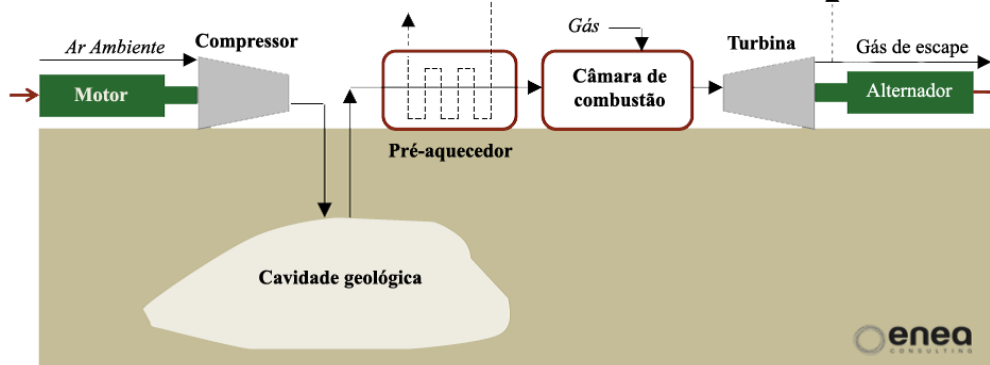
Fonte: Plano Decenal de Expansão - PDE, 2017.

Além disso, sua eficiência térmica é baixa, pois, os gases de exaustão possuem altas temperaturas e são desperdiçados para a atmosfera. Uma turbina de gás utiliza cerca de um terço da sua energia para comprimir o ar que entra no sistema, aproveitando da necessidade deste processo e a existência de períodos de carga leve, onde há sobra de recurso, podem ser criadas economias substanciais (SAN MARTÍN, ZAMORA, SAN MARTÍN, APERRIBAY, & EGUÍA, 2011).

O processo de armazenamento de ar pode ser feito através de uma formação natural ou uma escavação artificial. A Figura 25 mostra um diagrama esquemático de um processo de funcionamento de um

sistema de ar comprimido. Ele difere das térmicas convencionais pela introdução da cavidade geológica para o armazenamento do ar.

Figura 25 - Funcionamento de uma térmica CAES



Fonte: Disponível em www.enea-consulting.com.

Quando o ar é comprimido para o armazenamento, sua temperatura aumenta de acordo com a equação (SAN MARTÍN, ZAMORA, SAN MARTÍN, APERRIBAY, & EGUÍA, 2011):

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{(K-1)}{K}} \quad (63)$$

sendo,

T é a Temperatura;

P Pressão absoluta;

K Índice politrópico da compressão irreversível.

Índices 1 e 2 indicam os estados iniciais e finais de compressão respectivamente

Este método pode ser usado para produzir vapor e gerar energia diretamente. É chamado de sistema de armazenamento adiabático e atinge uma alta eficiência. No entanto, se o calor gerado na compressão é perdido, o calor adicional deve ser fornecido ao ar por queima de um combustível, formando um sistema de armazenamento híbrido. Em geral, para uma dada razão de pressão, o trabalho da turbina é diretamente proporcional à temperatura absoluta de admissão.

O desempenho elétrico de uma térmica de ar comprimido é avaliado através da estimativa da eletricidade que pode ser gerada por unidade de volume do tanque de armazenamento, $\frac{E_{gen}}{V_s}$. E_{gen} é a potência produzida pela turbina (SUCCAR & WILLIAMS, 2008):

$$E_{GEN} = \eta_M \cdot \eta_G \cdot \int_0^t \dot{m}_T \cdot W_{CV,TOT} \cdot dt \quad (64)$$

sendo,

$\dot{m}_T$ é a Taxa de fluxo da massa de ar;

$W_{CV,TOT}$ Trabalho mecânico total, por unidade de massa, gerado no processo;

t Tempo necessário para encher completamente o tanque de ar;

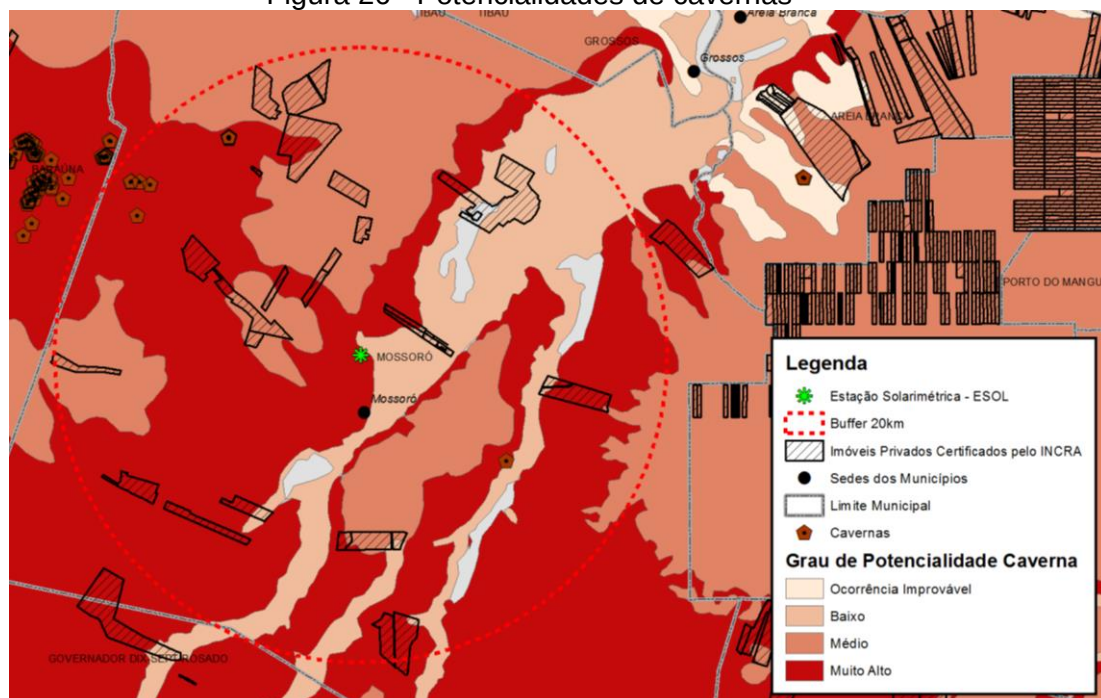
η_M Eficiência mecânica da turbina;

η_G Eficiência mecânica do gerador.

Seus custos operacionais variam de 1,82 a 91 R\$/ kWh (EPRI, 2013). O investimento de CAES são competitivos em relação as usinas de bombeamento, variando entre 1.455 e 4.364 R\$/kW (EPRI, 2013). Hoje em dia, duas usinas CAES estão em operação, uma em Huntorf (Alemanha) produzindo 290 MW e uma segunda no Alabama (EUA), com 110 MW. Todavia, outras unidades estão em fase de estudos.

No caso do Nordeste brasileiro, existe um grande potencial espeleológico ainda não mapeado, podendo gerar oportunidades para a inserção de CAES, principalmente no sertão da Bahia e do Rio Grande do Norte. A Figura 26 mostra um mapa da região da Subestação Mossoró II. Destaca-se a existência de um grande número de cavernas na parte esquerda da figura assim como um grande potencial em toda essa região mostrada. Não há um levantamento das cavernas, nem se as mesmas podem ser usadas para armazenar ar comprimido, mas, é uma sinalização importante para a pesquisa em armazenamento.

Figura 26 - Potencialidades de cavernas



Fonte: Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, Geoprocessamento, 2018.

Porém, devido aos impactos socioambientais, a legislação estabelece que o órgão ambiental competente pelo licenciamento do empreendimento ou atividade é responsável por realizar a análise dos estudos espeleológicos e avaliar o grau de impacto ao patrimônio espeleológico afetado (resolução CONAMA. n.º 347/2004), assim como classificar o grau de relevância da cavidade natural subterrânea, observando os critérios estabelecidos pelo Ministério do Meio Ambiente (decreto n.º 6.640/2008, Instrução Normativa n.º 2/2009 - MMA). Portanto, a palavra final sobre a possibilidade da área para geração termelétrica, fica por conta do órgão ambiental.

4.4 BATERIAS ELÉTRICAS (BESS)

Segundo San Martin (SAN MARTÍN, ZAMORA, SAN MARTÍN, APERRIBAY, & EGUÍA, 2011), baterias são dispositivos que convertem energia química em elétrica através de processos de oxidação e redução de materiais. São compostas por pequenas unidades, que podem ser combinadas para produzir tensão e correntes adequadas à sua

aplicação. As principais tecnologias de baterias são as Eletroquímicas e Fluxo redox.

- (a) Eletroquímicas: usam eletrodos, positivos e negativos, como parte do processo de transferência de elétrons em uma solução condutora, chamada de eletrólito. As principais baterias nesta categoria são: chumbo-ácido, níquel-cádmio, sódio-enxofre e íons de lítio.
- (b) Fluxo redox: armazenam energia por reações químicas entre duas soluções condutoras separadas por uma membrana semipermeável. Esta membrana permite a passagem do fluxo de íons pela membrana, mas não deixa as soluções se misturarem. Enquanto os íons fluem, uma corrente elétrica é induzida nos pólos das duas soluções condutoras. As principais baterias nesta categoria são: zinco-bromo e redox de vanádio.

Entre todas essas opções, as de lítio, NaS e NiCd são as tecnologias mais empregadas. Destes, o lítio possui o maior potencial para desenvolvimento futuro e otimização (LETCHER, LAW, & REAY, 2016). Além do tamanho pequeno e baixo peso, as baterias de lítio oferecem a maior densidade de energia e eficiência de armazenamento perto de 100%.

Armazenadores de NiCd são dispositivos ideais para situações que necessitam de uma rápida resposta, contudo, são grandes e contêm metais pesados tóxicos e sofrem perdas quando a energia é armazenada por longos períodos.

Já as de NaS, são sólidas, comercialmente muito menores, e mais leves do que NiCd, mas necessitam de constante entrada de calor para manter os estados fundidos dos eletrólitos. São comuns em aplicações na rede de distribuição e integração de geração eólica (EPRI, 2013). A tecnologia de bateria de NaS, possui potencial para uso em larga escala por causa de seu tempo de descarga (cerca de 6 horas). Ela pode responder com rapidez e precisão a tais necessidades de rede,

e são ideias para a mitigação de eventos de qualidade de energia e a resposta ao CAG para regulação de área (RASTLER, 2010).

As baterias NaS estão disponíveis em múltiplos de unidades de 1 MW / 6 MWh com instalações na faixa de 2 a 10 MW. O maior projeto desta tecnologia é híbrido e serve para estabilizar a geração eólica Rokkasho, no norte do Japão, que está em operação desde agosto de 2008. Outra instalação de baterias de NaS pode ser encontrada na Figura 27. Trata-se de um projeto com 20 módulos de 50 kW com 7,2 MWh de armazenamento e capacidade de carga / descarga de 1 MW.

Figura 27 - Sistema de armazenamento, em Minesota



Fonte: Xcel Energy

Destaca-se a aplicação da empresa Tesla que é proprietária do maior projeto de bateria do mundo, feita com íons de lítio, 100 MW de potência e 129 MWh de armazenamento. É usada para estabilizar a rede de energia australiana em virtude da geração eólica, que estava provocando sistematicamente uma série de blecautes.

O projeto obteve tanto êxito que está causando prejuízo à empresa, graças à eficiência de sua bateria. A Tesla não está sendo paga corretamente pelo *Australian Energy Market Operator* - AEMO, pois, o projeto consegue fornecer energia em menos de 200 milissegundos, mas o tempo de medição da AEMO é de intervalos de seis segundos. Cerca de 30% a 40% dos serviços prestados de estabilização da rede, como mostrado na Figura 18 não estão sendo faturados adequadamente (SILVA V. H., 2018).

A maneira e as condições sob as quais são utilizadas baterias afetam seu desempenho, custo e vida útil que A pode ser medida em ciclos ou em anos. A vida cíclica de uma bateria é o número de vezes (ciclos) em que ela poderá ser carregada e descarregada sem que isso afete seu desempenho, sua especificação depende da profundidade de descarga e temperatura. Os parâmetros utilizados para a especificação de um projeto de baterias são (BREKKEN, et al., 2011):

V_{CA} - Tensão de circuito aberto;

C_{Ah} - Capacidade corrente em carga, em Ah;

SOC - Nível de carga disponível em relação ao valor nominal;

I_{dMax} - Máxima corrente de descarga;

SOF - Estado de desempenho, indica a capacidade da bateria para executar algumas partes específicas do ciclo de trabalho;

DOD - Profundidade de descarga, representa a quantidade de energia que pode ser extraída de uma bateria e é expressa como % da capacidade total da bateria.

Na literatura, frequentemente defronta-se com equações de armazenamento da bateria (BREKKEN, et al., 2011):

$$\frac{d}{dt}SOC = -\frac{\eta \cdot P_{ES}}{J_{Rated}} \quad (65)$$

$$\eta = \begin{cases} \eta_{out} & P_{ES} > 0 \\ \eta_{in} & P_{ES} < 0 \end{cases} \quad (66)$$

$$-P_{Rated} \leq P_{ES} \leq P_{Rated} \quad (67)$$

$$0 \leq SOC \leq 1 \quad (68)$$

sendo,

P_{Rated} é a potência total da bateria

P_{ES} é a potência armazenável

J_{Rated} é a capacidade de armazenamento

A equação (65) mostra que, a variação no nível de carga disponível SOC é resultado do produto da potência P_{ES} por seu rendimento η , dividido por sua capacidade total de armazenamento J_{Rated} , serve para descrever o processo de carga, e o de descarga.

O custo de instalação de um sistema destes fica em torno dos 8.800 R\$/kW, com necessidade de substituição do material, que é realizado a cada 8 anos e varia de 2.084 R\$/kW a 2.530 R\$/kW (EPRI, 2013). Como podem ser instaladas praticamente em qualquer lugar, não há restrições quanto ao seu uso e localização no Brasil.

Por fim o impacto ambiental na produção das baterias é significativo. A produção de um modelo da Tesla (*Model S P100D*), com 100kWh de armazenamento, lançam na atmosfera um total de 17,5 toneladas de CO₂. O equivalente à condução de um veículo à combustão durante 8,2 anos (KRISTENSSON, 2017).

4.5 TRENS DE GRAVIDADE (ARES)

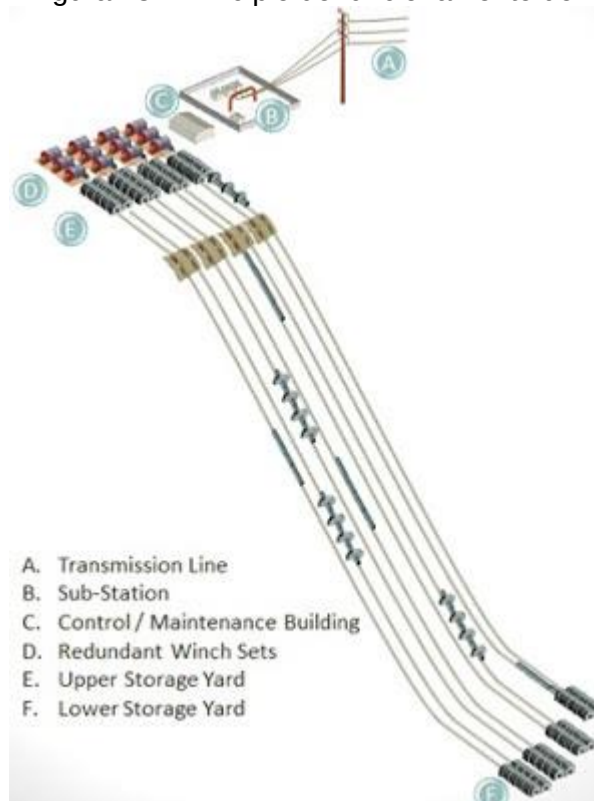
Tecnologia desenvolvida por Peitzke, oficialmente chamada de *Advanced Rail Energy Storage* – ARES (PEITZKE, 2013). Similar ao funcionamento de hidrelétricas reversíveis consiste em levar massas para locais mais elevados, contra a força da gravidade e recuperar a energia gasta, através do retorno ao local inicial, utilizando uma estrutura ferroviária.

Segundo Letcher, ARES vêm para resolver a dificuldade de armazenar grandes quantidades de energia, diminuir possibilidades de conflito pelos usos múltiplos da água, bem como, facilitar o dimensionamento da reserva operativa (LETCHER, LAW, & REAY, 2016).

As unidades de transporte são os componentes principais desta tecnologia e contam com um moto-gerador similar ao aplicado nos atuais sistemas de locomotivas para realizar as operações de subida e descida, com as massas, seu peso total chega a 200 toneladas. Já o sistema de trilhos requer um espaço de 13km a 18 km e inclinação na faixa de 4 até

8%, mas não é necessária exclusividade. A Figura 28 mostra o funcionamento do sistema.

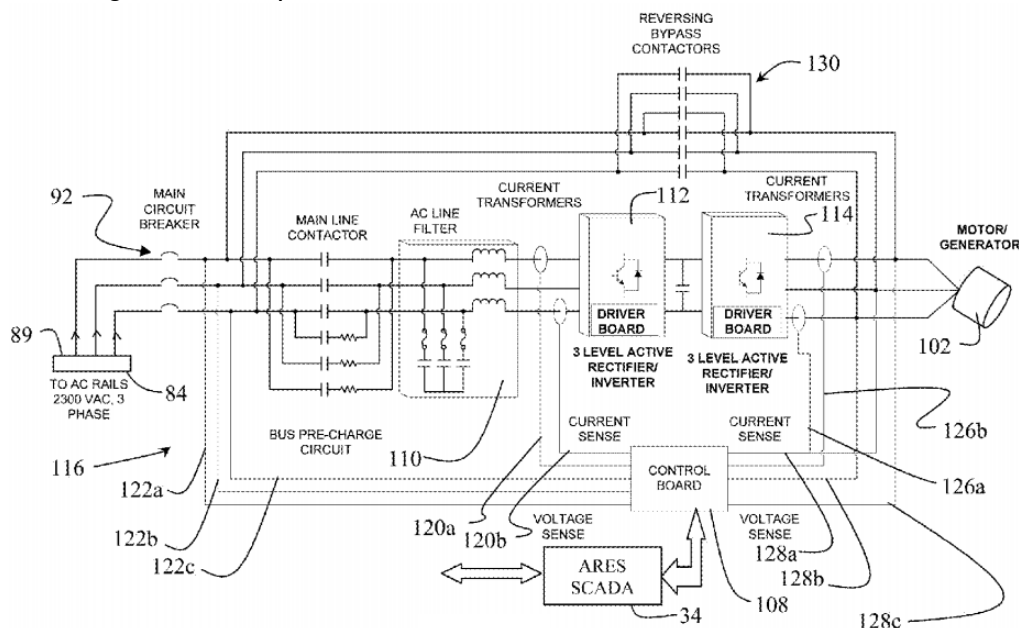
Figura 28 - Princípio de funcionamento do ARES



Fonte: Disponível em <https://www.aresnorthamerica.com/> acesso em dezembro de 2018.

O controle da velocidade é realizado por um sistema do tipo SCADA. Conversores do tipo IGBT são usados para realizar a conversão AC/DC/AC para as frequências específicas dos motores/geradores, a perda de todo o processo é de 23%. O esquemático do sistema de conversão é mostrado na Figura 29.

Figura 29 - Esquemático do sistema de conversão ARES



Fonte: US Patent Nº US8593012.

A tecnologia ARES apresenta um custo de R\$ 3.600/kW muito próximo a uma hidrelétrica reversível para a mesma capacidade de potência e energia. Pode ser construída em uma larga faixa de potência e de energia e lugares montanhosos podem acomodá-las com o mínimo de impacto ambiental. Não usa combustível e é de fácil descomissionamento (LETCHER, LAW, & REAY, 2016).

Há uma aplicação experimental na cidade de Teachapi, Califórnia em 2013 em um sistema de trilhos de 275m e 9% de inclinação conforme mostrado na Figura 30. Esta Figura ainda mostra um projeto eólico ao fundo, seu objetivo é realizar uma complementação com a fonte para permitir o atendimento dos critérios de previsão da geração, junto aos operadores do sistema, e uma melhoria no fator de capacidade do parque.

Figura 30 - Projeto do tipo ARES



Fonte: Disponível em <http://www.aresnorthamerica.com/>, em março de 2018.

ARES torna-se mais atrativa ao considerar o sistema ferroviário do Nordeste do Brasil, no caso específico do estado do Pernambuco. A maior parte das ferrovias encontram-se ociosa, sem tráfego. Há muitas ocorrências de roubo de trilhos e construções sobre a via férrea. A exemplo, a estação de Aliança apresenta-se arruinada, estando sob a gestão do Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes - DNIT. Já no caso da estação de Timbaúba, há um processo de transição para a Prefeitura local que pretende transformá-la num centro cultural. O uso da tecnologia de armazenamento poderia viabilizar um projeto de revitalização de esta malha ferroviária.

Porém, não há muitas informações que viabilizem a construção de um projeto desta natureza, possivelmente, deve-se esperar, em um futuro próximo, um estudo de pesquisa e desenvolvimento para estimar os custos e ganhos relacionados a esta tecnologia.

Este capítulo tratou das tecnologias de armazenamento e suas formas de utilização. No próximo capítulo, será apresentada a proposta metodológica para o planejamento, considerando a reserva operativa.

5 RESERVA OPERATIVA NO PLANEJAMENTO

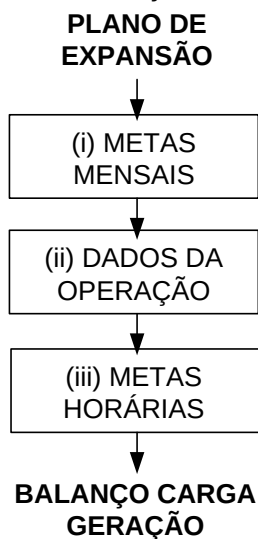
Conforme discutido nos capítulos anteriores, a provisão de reserva é um elemento importante para o equilíbrio carga-geração. Neste capítulo, são apresentadas as montagens e métodos necessários para sua inclusão no planejamento. Na seção 5.1, é descrito o processo para a aquisição dos dados e, estimativa das curvas de carga. A seção 5.2 mostra a técnica para a construção do sistema de transmissão equivalente. Já a seção 5.3, apresenta a formalização do problema de otimização da reserva e na seção 5.4 seu processo de validação. Por fim, a seção 5.5, apresenta a abordagem metodológica proposta, buscando associar as ferramentas existentes com os novos desafios do sistema.

5.1 BALANÇO CARGA-GERAÇÃO

O Plano de Expansão informa as datas de necessidade dos novos empreendimentos de geração e da ampliação da capacidade de transmissão. Essas informações são apresentadas ao nível mensal e necessitam ser decompostas em uma etapa adicional, de alocação das usinas na curva de carga e balanço carga-geração. A Figura 31 mostra os passos necessários para a obtenção do balanço carga geração. Com o plano de expansão, separam-se as metas energéticas por fonte, intercâmbio e a carga (i); em seguida, é feito o levantamento dos dados da operação na mesma área de estudo (ii); essa informação é base para a construção das metas horárias de cada gerador (iii). As metas horárias são normalizadas e servirão de referência para os estudos de expansão.

Dessa forma, será possível verificar a inserção dos montantes de geração previstos considerando a realidade do dia a dia da operação.

Figura 31 - Etapas para a obtenção do balanço carga-geração



Fonte: Autor

O balanço carga-geração (BCG) pode ser definido como:

$$G_H(t) + G_T(t) + G_{EOL}(t) + G_{OUTRAS}(t) + INTER(t) - L(t) = BCG(t) \quad (69)$$

sendo,

G_H , G_T , G_{EOL} , G_{OUTRAS} é a geração hidráulica, térmica, eólica e de outras fontes representando a capacidade de geração disponível no instante t ;

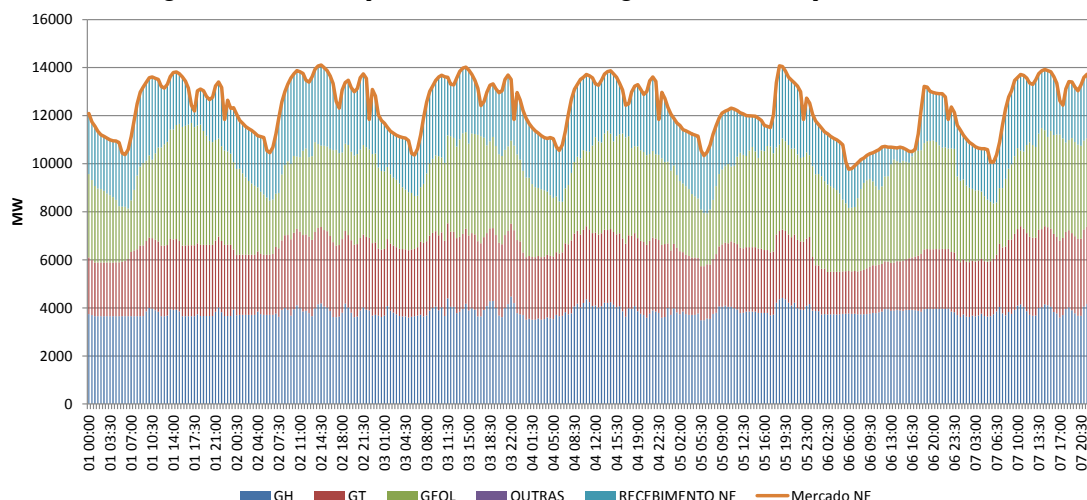
$INTER$ é o intercâmbio no instante t ;

L representa a potência demandada no instante t ;

BCG representa o balanço carga geração no instante t ;

A Figura 32 mostra um exemplo de decomposição das metas energéticas horárias, para o mês de março de 2019, considerando um cenário hidrológico crítico. Observa-se que o intercâmbio apresenta papel fundamental para o fechamento do balanço carga-geração.

Figura 32 - Alocação da curva de carga do NE, março de 2019



Fonte: Autor.

5.1.1 Evolução dos dados da operação

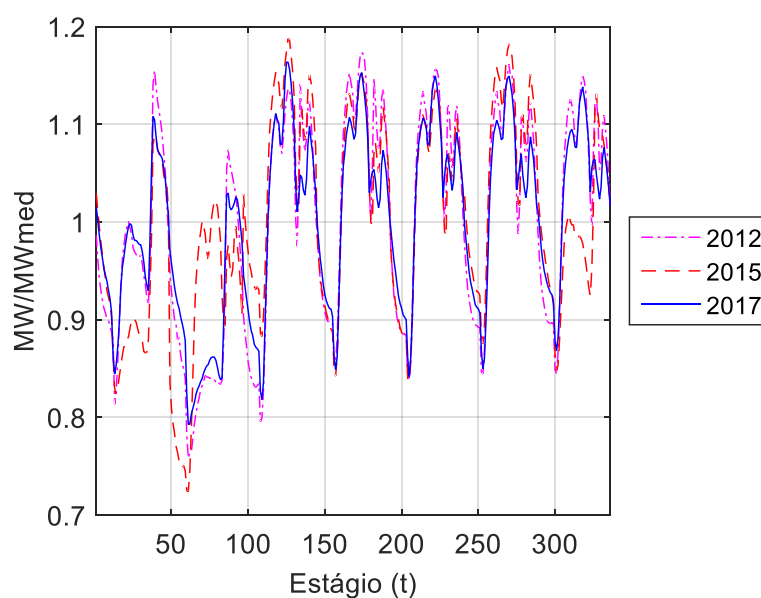
Os dados da operação são fundamentais na determinação da precisão do balanço carga-geração. É realizada uma avaliação das curvas no período de 2012 a 2017 verificando sua consistência para aplicação no horizonte de expansão.

Foram coletadas as curvas para uma semana do mês de março do ano de 2012, 2015 e 2017. A Figura 33 apresenta a evolução do mercado e a Figura 34 da geração eólica da região Nordeste do Brasil. Os estágios representam uma amostragem de 30 minutos, durante uma semana, para o período de uma semana, totalizando 336 estágios. O horizonte semanal mostra-se adequado para as análises de curvas de carga e de estudos de reserva operativa (EPRI, 2013) (YU, ZHOU, QIN, & WANG, 2012).

A Figura 33 é construída iniciando a semana pelo sábado e finalizando com a sexta-feira, configurando sete dias de análise. Existem três momentos na semana operativa: os dias de semana, o sábado e o domingo. O período de carga média aponta a presença da máxima demanda diária, o que é fortemente influenciada pelo clima tropical. Apesar das mudanças no cenário econômico no país, o mercado mantém uma forte correlação entre os anos. A Tabela 5a mostra sua

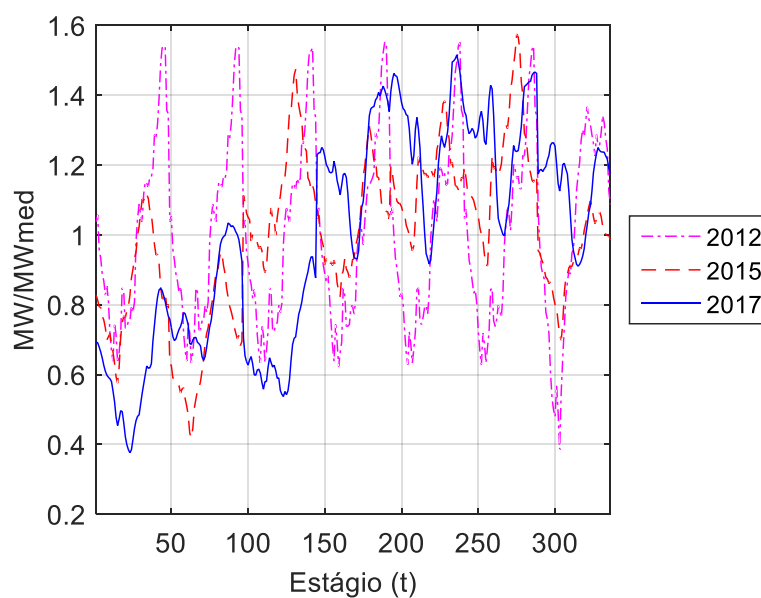
matriz de correlação. Quanto mais próximo de um, a relação entre as curvas são positivas, quando uma curva cresce a outra deverá crescer também. Caso seja menor que um, a correlação será negativa, as curvas respondem em oposição uma da outra.

Figura 33 - Curvas de carga da região Nordeste 2012-2017



Fonte: Autor

Figura 34 - Curvas de geração eólica da região Nordeste 2012-2017



Fonte: Autor

Já as curvas de carga de geração eólica, apresentadas na Figura 34, mostra um índice de correlação menor que do mercado, ver Tabela 5b. Que é reflexo do cenário de expansão da eólica de 700MW de potência instalada em 2012 para 10.000 MW em 2017. A distribuição dos empreendimentos na região não afeta significativamente a curva de geração. Destacam-se também as curvas de 2015 com as de 2017 com maior índice de correlação, mostrando que com um aumento da potência instalada o perfil da curva está se estabilizando.

Tabela 5 - Índices de correlação das curvas de mercado e eólicas

	2012	2015	2017
2012	1	0,8086	0,9735
2015	0,8086	1	0,7959
2017	0,9735	0,7959	1

(a)

	2012	2015	2017
2012	1	0,3751	0,2412
2015	0,3751	1	0,4208
2017	0,2412	0,4208	1

(b)

Fonte: Autor

As curvas mostradas na Figura 33 e Figura 34 são resultados da composição das curvas regionais, onde cada área de carga e de geração foi estudada para a determinação do padrão equivalente.

Constatou-se que as cargas foram segmentadas em dois tipos: as do interior, que apresentam uma demanda maior no período da manhã; e as cargas metropolitanas, que são áreas com a presença de indústrias e comércio. Com relação à geração eólica, também existem dois padrões específicos, os geradores do litoral, que têm ventos mais fortes durante período da tarde e dos altiplanos baianos, que apresentam um vento mais intenso à noite. As medições solares indicaram uma alta estabilidade em seus padrões, não sendo necessário criar nenhum padrão regionalizado.

Os dados da operação são suficientes para a determinação das curvas de carga e serão referências para os estudos propostos.

5.2 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A representação do sistema de transmissão no planejamento energético é realizada por grandes subsistemas equivalentes (PEREIRA

& PINTO, 1985). Neles, a condição hidrológica é fator preponderante para a determinação de suas fronteiras (EPE, 2017). Já o conceito *cluster* amplia esta análise. Um modelo desenvolvido no SINTEF *Energy Research* mostrou a possibilidade de representar, toda a rede de transmissão de parte da Europa (dos países Nórdicos), com apenas 23 *clusters* e um mix de geradores hidrelétricos, térmicos e eólicos conectados por uma rede híbrida HVAC e HVDC (TRADEWIND, 2009).

A Figura 35 mostra a formação dos clusters, compostos pelas térmicas, em vermelho, eólicas em verde e hidrelétrica em azul, assim como as capacidades de conexão entre as áreas e a tecnologia de transmissão AC/DC.

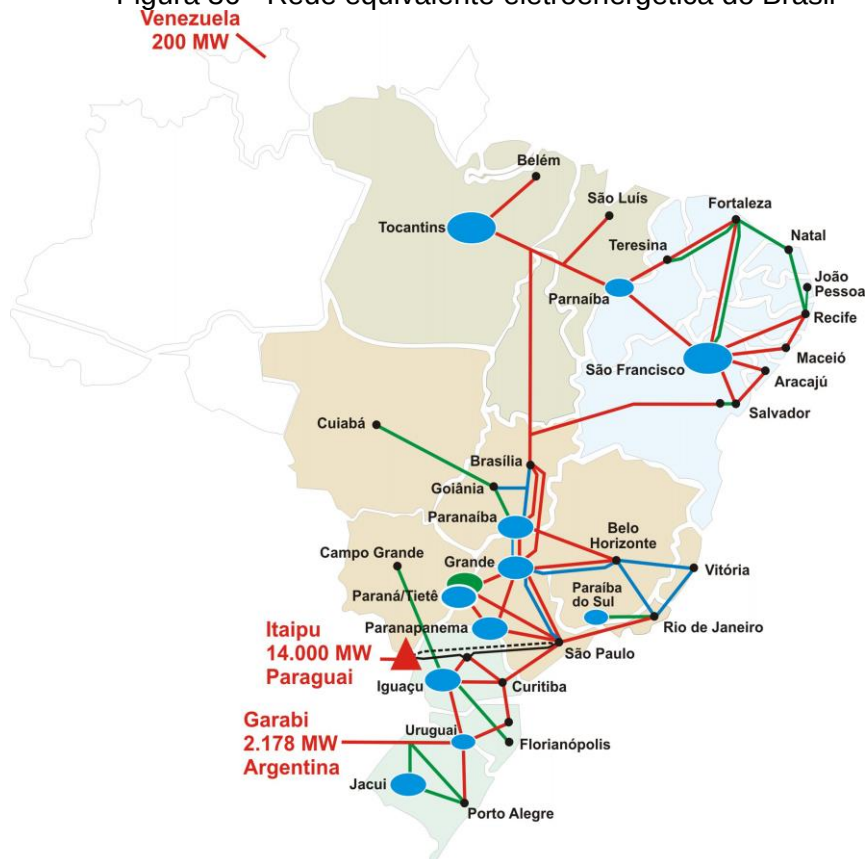
Figura 35 - Rede equivalente de parte da Europa



Fonte: Relatório da Tradewind - Integrating Wind (TRADEWIND, 2009).

De forma similar, encontram-se estudos de integração eletroenergética do sistema brasileiro, relatando a formação de *clusters* e redes equivalentes. A Figura 36 mostra 11 *clusters* formados por usinas hidrelétricas. Essa representação, apesar de auxiliar bastante nas condições de simulação do sistema atual, necessita de uma atualização para incluir: os grandes blocos de geração eólica e solar, os sistemas de transmissão em corrente contínua e as particularidades das curvas de carga de cada região.

Figura 36 - Rede equivalente eletroenergética do Brasil



Fonte: www.institutodeengenharia.org.br/, acesso em maio de 2018.

Para realizar este redesenho, é necessário estabelecer as seguintes premissas:

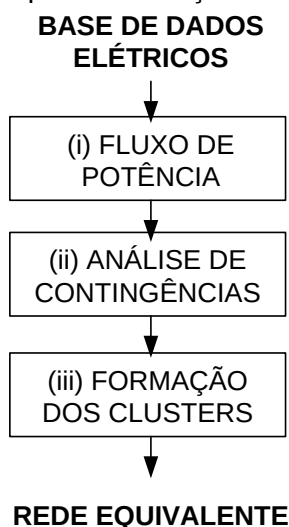
(a) Localização geográfica – As barras dentro de uma mesma região (Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) podem ser agrupadas em uma mesma área;

(b) Capacidade de transmissão – Dentro de uma mesma área, não devem existir limitações de transmissão como sobrecargas, sobre ou sub tensões e despacho de geração e de compensação reativa em condições normais ou em sistemas degradados N-1 (STREET, OLIVEIRA, & ARROYO, 2011);

(c) Disponibilidade da curva de carga e geração – Uma área deve ser formada se existem diferenças significativas na curva de carga e de geração;

De forma sintética, a construção da rede equivalente deve obedecer a seguinte sequência: (i) Levantamento da base de dados elétrica do sistema e execução do fluxo de carga, (ii) análise de contingências, encontrando as restrições elétricas; (iii) avaliação barra-a-barra detectando similaridades para formação dos *clusters*, sendo realizado pelo cálculo do coeficiente de correlação das curvas de geração e de cargas diárias. Seu fluxograma é mostrado na Figura 37.

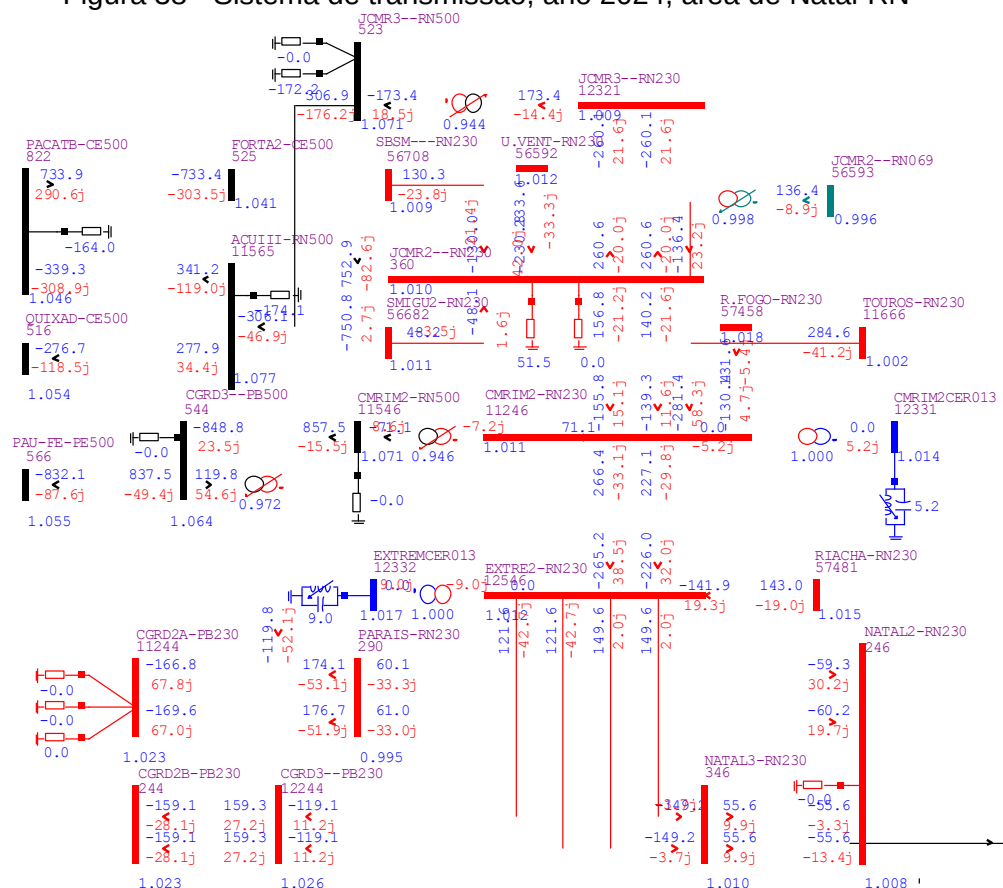
Figura 37 - Etapas para construção da rede equivalente



Fonte: Autor

Como exemplo, a Figura 38 mostra em detalhes a região de Natal/Rio Grande do Norte. São 26 barras, com predominância de geração eólica do litoral. Os transformadores, compensadores estáticos e reatores não são considerados nesta modelagem por se tratar que equipamentos de controle de tensão e estabilidade. Também é realizada uma análise de contingências dentro de cada área com a finalidade de garantir o atendimento do critério N-1. Como os critérios foram atendidos, esta área é candidata à formação de um *cluster*.

Figura 38 - Sistema de transmissão, ano 2024, área de Natal-RN



Fonte: Adaptado de (EPE, 2017).

Calculando os coeficientes de correlação das medições de vento desta área, observa-se que a região é bastante homogênea, conforme constam na Tabela 6.

Tabela 6 - Índices de correlação das medições de vento

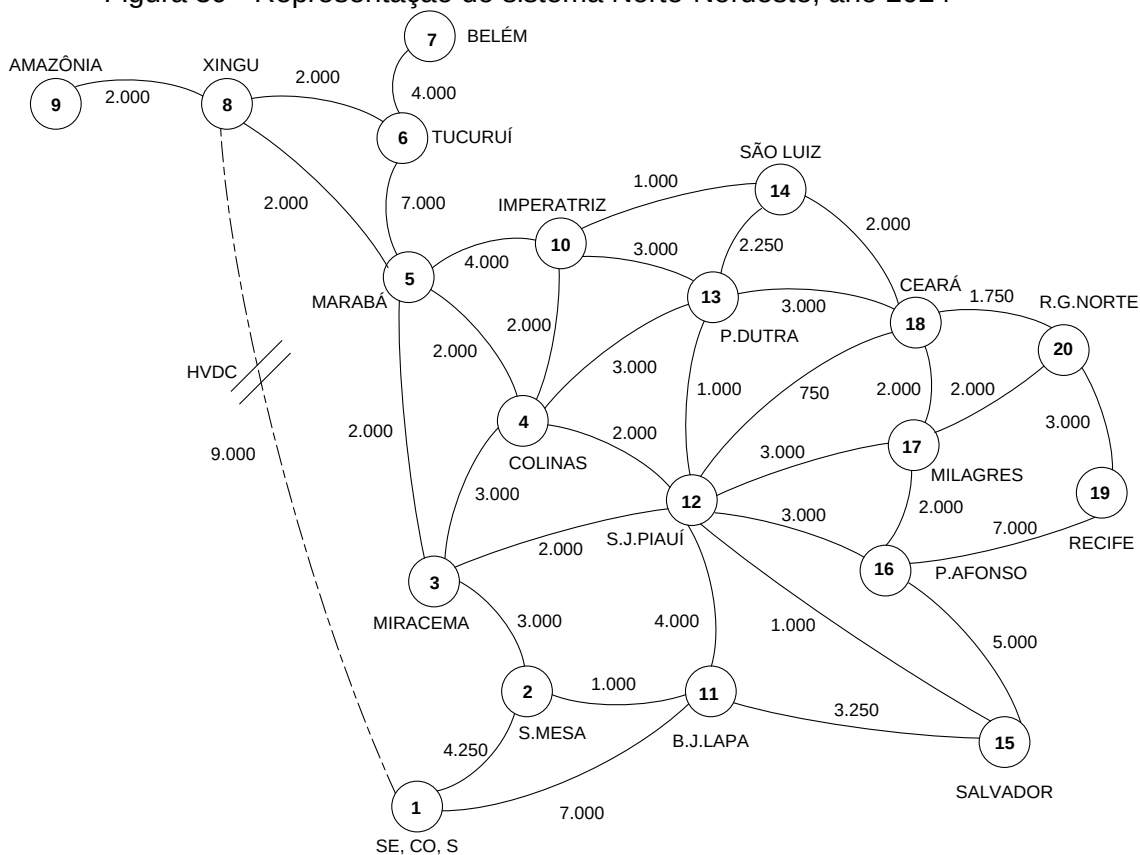
	APODI	MACAU	CEARÁ-MIRIM	NATAL	CRUZETA
APODI	1,00	0,93	0,73	0,91	0,87
MACAU	0,93	1,00	0,84	0,93	0,92
CEARÁ-MIRIM	0,73	0,84	1,00	0,89	0,93
NATAL	0,91	0,93	0,89	1,00	0,95
CRUZETA	0,87	0,92	0,93	0,95	1,00

Fonte: Autor

As regiões Norte e Nordeste necessitam deste novo modelo pelo alto grau de impacto nas mudanças da matriz energética já mencionados na subseção 3.1.5 e 3.1.6, seja por grandes usinas hidrelétricas a fio d'água ou geração eólica em larga escala.

Este processo é realizado de forma sistemática para a identificação de cada área dessas regiões. Como resultado, identificou-se um sistema com 20 barras conforme mostrado na Figura 39. Para as conexões entre os *clusters* foi calculado um sistema equivalente das linhas de transmissão. Os valores de geração e carga foram obtidos pelo cruzamento das informações do deck de dados elétricos e energéticos produzidos pela EPE (EPE, 2017). Os dados podem ser vistos na Tabela 7.

Figura 39 - Representação do sistema Norte-Nordeste, ano 2024



Fonte: Autor.

Tabela 7 - Distribuição dos recursos energéticos, ano 2024

N	Cluster	Carga (MWh/h)	Hidrelétrica (MW)	Térmelétrica (MW)	Eólica (MW)	Solar FV (MW)	Outras (MW)
1	Sudeste	73.304	66.443	24.494	2.378	964	17.524
2	Serra da Mesa	0	2.467	0	0	0	0
3	Miracema	362	903	0	0	0	0
4	Colinas	92	0	0	0	0	0
5	Marabá	547	0	14	0	0	0
6	Tucuruí	700	8.370	0	0	0	0
7	Belém	3.254	0	140	0	0	75
8	Xingú	700	17.217	76	0	0	0
9	Amazônia	2.068	1.331	2.413	0	0	28
10	Imperatriz	371	1.087	0	0	0	255
11	Bom Jesus da Lapa	724	0	100	3.586	550	0
12	São João do Piauí	195	0	0	1.784	660	150
13	Presidente Dutra	104	0	1.758	0	0	0
14	São Luiz	3.347	0	436	558	0	0
15	Salvador	4.554	696	2.539	0	0	791
16	Paulo Afonso	324	9.904	104	1.130	0	0
17	Milagres	835	3	0	120	60	0
18	Ceará	3.123	237	2.265	3.302	180	218
19	Recife	4.288	0	3.690	1.040	403	590
20	Rio Grande do Norte	1.070	0	442	4.851	157	61

Fonte: Autor.

A Tabela 7 mostra o Nordeste com uma matriz energética bastante diversificada: distribui-se em uma carga média de 9.000 MWmed, um parque hidrelétrico de 10.800 MW, 12.000 MW de eólica, 8.000 MW de termelétrica e 1.000 MW de solar fotovoltaica. Grande parte desta energia está destinada a atender as demais regiões do país.

Estes números mostram que a região está mais propensa para realização dos estudos de reserva operativa e forte candidata a receber dispositivos de armazenamento adicionais. Com a determinação dos clusters, o cálculo da reserva pode ser realizado de forma global, onde um único valor é encontrado para todo o sistema. Podendo ser local, no qual cada cluster estabelece sua reserva individualmente para atendimento das suas necessidades.

5.3 OTIMIZAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA

A reserva operativa tradicionalmente é composta por um mix de geradores e pode ser determinada usando a SMCS descrita subseção

3.3.3. O montante de geração sincronizada, ou não, destinado a atender variação que pode ocorrer na carga ou geração devido aos erros de previsão de demanda no curto prazo é chamado de reserva de potência operativa (RPO).

Com a limitação da reserva existente, os dispositivos de armazenamento podem participar do lastro de reserva operativa, com um chamado *storage* (A).

Por serem mais caros que a reserva tradicional, é importante estabelecer uma relação de custo-benefício entre o RPO e A que pode ser definida por (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013):

$$\min \sum_t RPO(t) \quad (70)$$

sujeito a,

$$RPO(t) + A(t) \geq BCG_{Res}(t) \quad (71)$$

$$NA(t+1) = NA(t) - A(t) \quad (72)$$

$$0 \leq NA(t) \leq NMax \quad (73)$$

$$NA(0) = NA(T) \quad (74)$$

$$RPO(t) \geq 0 \quad (75)$$

sendo,

$RPO(t)$ é a reserva de potência na etapa t ;

$A(t)$ é a saída de armazenamento (positivo) / entrada de energia (negativa);

$BCG_{Res}(t)$ é o balanço carga-geração residual;

$NA(t)$ é o nível de armazenamento;

$NMax$ é a capacidade de armazenamento de energia;

A equação (70) visa minimizar o uso da reserva RPO durante todo o período de simulação. Para isso, a equação (71) define que, o somatório da reserva operativa com o armazenamento adicional deve ser maior ou igual ao balanço carga-geração residual BCG_{Res} .

Nas equações seguintes são mostradas as restrições que definem o ciclo de carga e descarga do equipamento (72) e um nível máximo de

armazenamento (73). Como não se deseja acumular energia de longo prazo, a equação (74) define a igualdade nas condições de armazenamento inicial e final. Por fim a RPO não pode ser negativa(75).

Esta definição foi utilizada para calcular a quantidade de reserva adicional para atender um sistema com 100% de fontes renováveis. Encontrou-se uma relação entre a potência e a energia de armazenamento adicional, seus ciclos de carga e descarga, utilizando como referência, a minimização da RPO.

O problema de otimização é solucionado usando a função Linprog do Matlab® (CASTRO, SARAIVA, & SOUSA, 2016), utilizando como método de solução, a Programação Linear de Pontos Interiores (subseção 3.1.3), baseada no LIPSOL (ZHANG, 1996). O Linprog encontra o mínimo de um problema por:

$$\min_x f^T x \quad (76)$$

Sujeito a,

$$A \cdot x \leq b \quad (77)$$

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \quad (78)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (79)$$

sendo,

f é o vetor de coeficientes, representando a função objetivo $f^T x$;

x é um vetor de N variáveis;

A representa as restrições de desigualdade, especificadas como uma matriz. A é uma matriz M por N , onde M é o número de desigualdades e N é o número de variáveis (comprimento de f);

b são as restrições de desigualdade, especificadas como um vetor de elemento M relacionado à matriz A ;

A_{eq} representa as restrições de igualdade, especificadas como uma matriz. A_{eq} é uma matriz M_e por N , onde M_e é o número de igualdades;

b_{eq} são as restrições de igualdade, especificadas como um vetor de elemento M_e relacionado à matriz A_{eq} ;

lb e ub são os limites inferiores e superiores respectivamente.

5.4 MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO ALGORITMO

A interação entre o balanço carga-geração, *clusters* e sistemas eletro-energéticos necessitam do desenvolvimento de um modelo computacional.

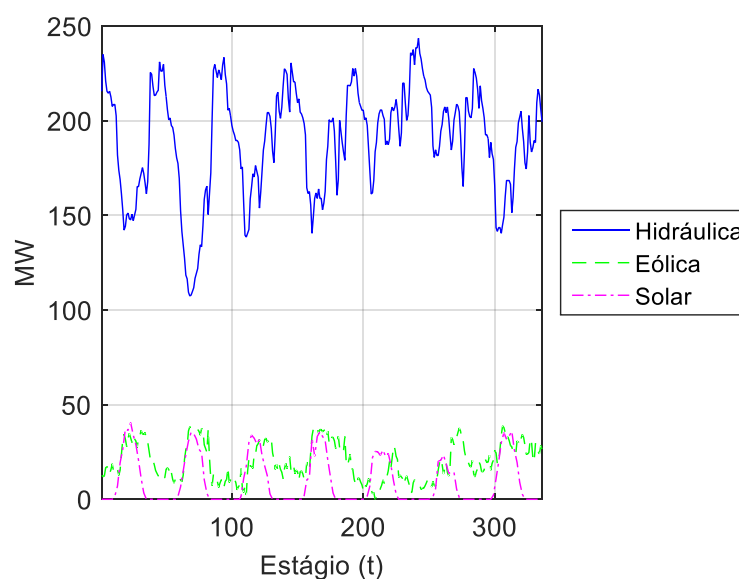
Como linguagem de programação, optou-se pelo uso do MATLAB®, em sua versão 8.5.0.197613 (R2015a). Utilizou-se como recurso de Hardware um processador de 64 bits com CPU Intel (R) Core (TM) i5 T6600 a 2.20 GHz, 4.00 GB de RAM, e o sistema operacional, Windows 8.1 - 64 bits.

Para validação do algoritmo, foi escolhida a base de dados IEEE 14 Barras que representa uma parte do sistema americano (no meio-oeste dos EUA) em fevereiro de 1962. Possui 14 barras, 5 geradores e 11 cargas (CHRISTIE, 2018).

Este banco de dados não tem informações sobre as curvas de carga nem da expansão, necessárias para realizar um estudo de otimização hidrotérmica de longo prazo e uma avaliação da curva de carga, mas pode ser usado para testar e validar a construção dos algoritmos e sua integração com a transmissão. Para isso, uma pequena mudança no despacho de geração é necessária.

A premissa foi utilizar uma curva de carga típica e o uso de geradores hidráulicos, eólicos e solares distribuídos na rede, cada período de observação corresponde a um instante de 30 minutos, que serão chamados de estágios. A Figura 40 mostra as curvas utilizadas, que foram obtidas da avaliação mostrada na seção 5.1. A geração hidráulica apresenta um formato diferenciado, pois, é utilizada para realizar o balanço carga-geração em virtude do despacho esperado para as outras fontes. A curva da eólica é variável durante os períodos diurnos e noturnos. Já a solar é mais previsível, mas tem a desvantagem de não estar disponível no período da noite (horário de ponta ou de carga pesada).

Figura 40 - Avaliação energética da base IEEE14HWS

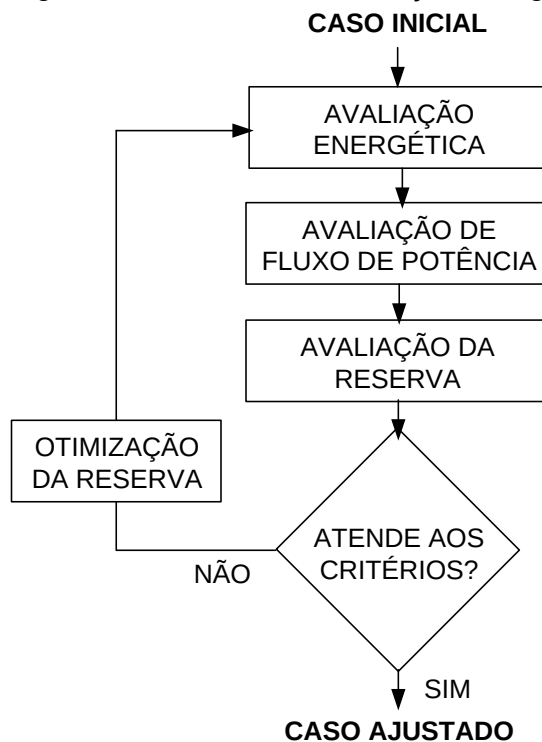


Fonte: Autor.

Este método foi utilizado em outros trabalhos, como a adaptação realizada na base do IEEE RTS-96, com a inclusão de geração hidráulica e eólica (SCHEIDER JR, 1999). A inclusão teve objetivo de avaliar as flutuações na potência hidráulica e os impactos da alta penetração dos parques eólicos. A substituição de geração térmica no caso original determinou a localização das gerações eólicas e solares.

Por convenção, a base do IEEE modificada, e será chamada IEEE 14-HWS. O processo de validação consiste em três etapas: avaliar as curvas de cargas e efetuar o balanço carga-geração, para estimar a reserva operativa real do sistema; medir as condições em regime permanente e em contingências do sistema de transmissão; e verificar déficits de reserva e aplicar o algoritmo de otimização para encontrar o nível de armazenamento necessário para o atendimento dos critérios mínimos definidos pelo operador. Este fluxograma é mostrado na Figura 41.

Figura 41 - Processo de validação do algoritmo



Fonte: Autor

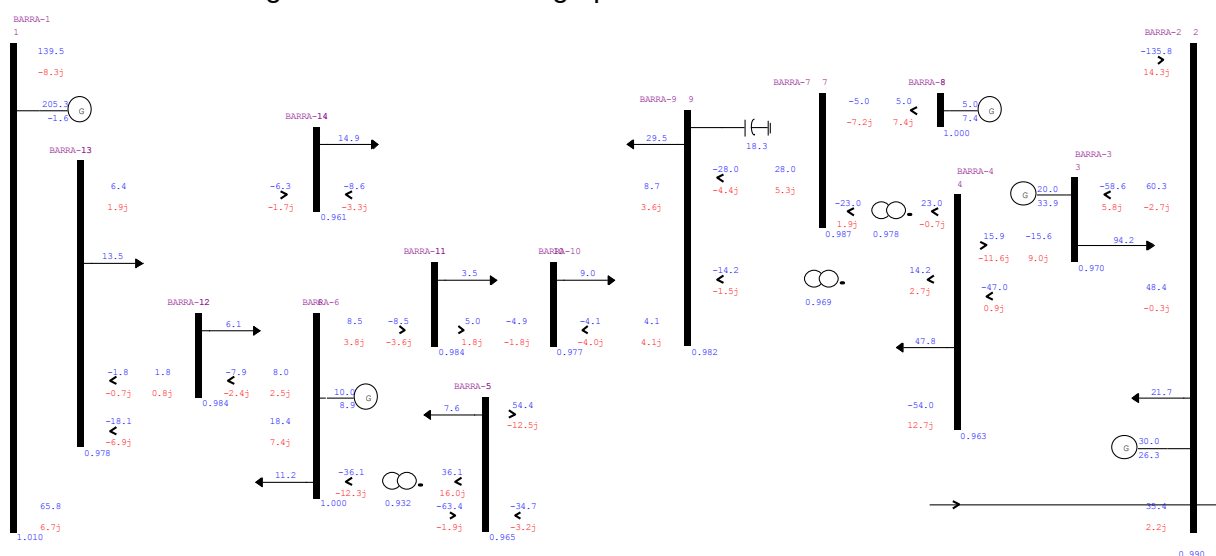
Os resultados da avaliação energética são mostrados na Figura 40. A Tabela 8, mostra os montantes de carga e geração associados a cada barra do sistema. Mesmo com as alterações propostas, manteve-se a distribuição energética mais próxima do caso original. O sistema de transmissão também manteve a distribuição do fluxo de potência e o atendimento dos critérios N-1. A operação em regime permanente é apresentada na Figura 42.

Tabela 8 - Dados de carga e geração da base IEEE14HWS

Barra	Carga (MW)	Geração (MW)
1	0,0	244 (Hidro)
2	21,7	57 (Gás Natural)
3	94,2	40 (Eólica)
4	47,8	0
5	7,6	0
6	11,2	40 (Solar FV)
7	0,0	0
8	0,0	5 (Biomassa)
9	29,5	0
10	9,0	0
11	3,5	0
12	6,1	0
13	13,5	0
14	14,9	0

Fonte: Autor.

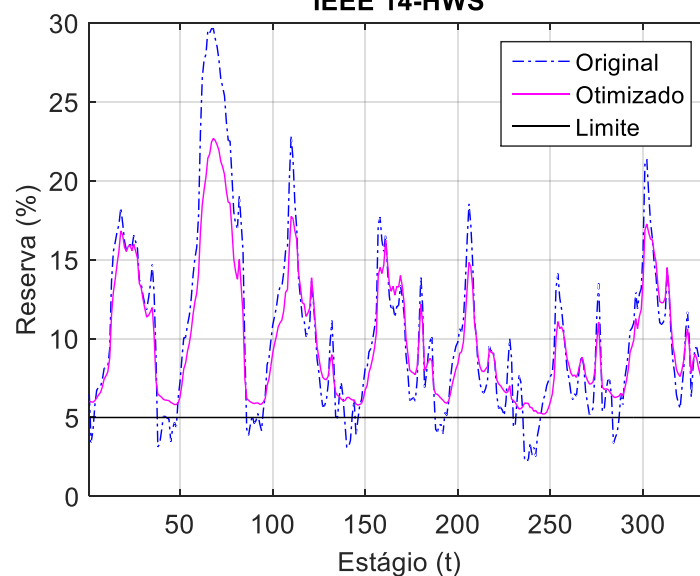
Figura 42 - Fluxo de carga para a base IEEE14HWS



Fonte: Autor.

Aplicando as equações (70) a (75) da seção 5.3 (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013), foi possível calcular a recomposição da reserva. Obtiveram-se os resultados mostrados na Figura 43. A curva chamada “original” foi calculada na etapa de avaliação energética e destaca a restrição ao atendimento da reserva mínima, marcado pela linha “limite”. Nesta situação, o sistema encontra-se em uma operação insegura. O resultado é mostrado na curva chamada “otimizado” desta mesma figura.

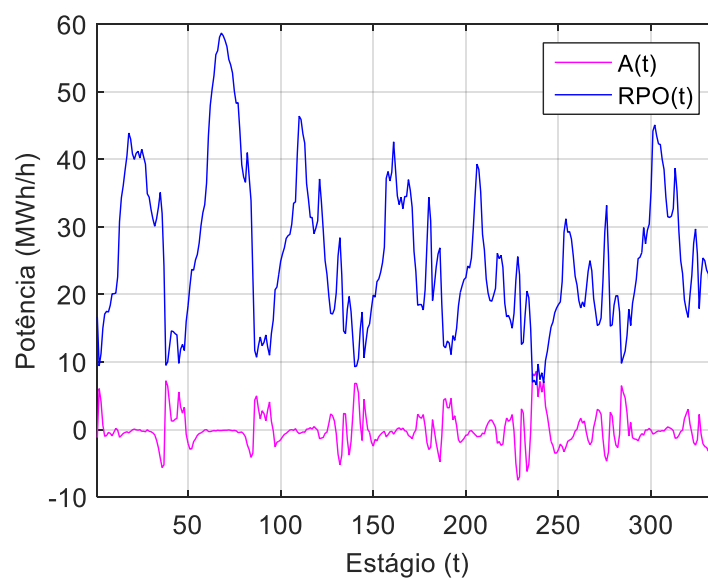
Figura 43 - Reserva calculada e otimizada segundo a proposta
IEEE 14-HWS



Fonte: Autor.

Fazendo o detalhamento das variáveis de saída, a Figura 44 mostra a reserva de potência operativa RPO e a curva de armazenamento A . Esta análise apontou a necessidade de um equipamento de armazenamento adicional e mostra também a sua respectiva curva de operação.

Figura 44 - Variáveis de otimização da reserva operativa

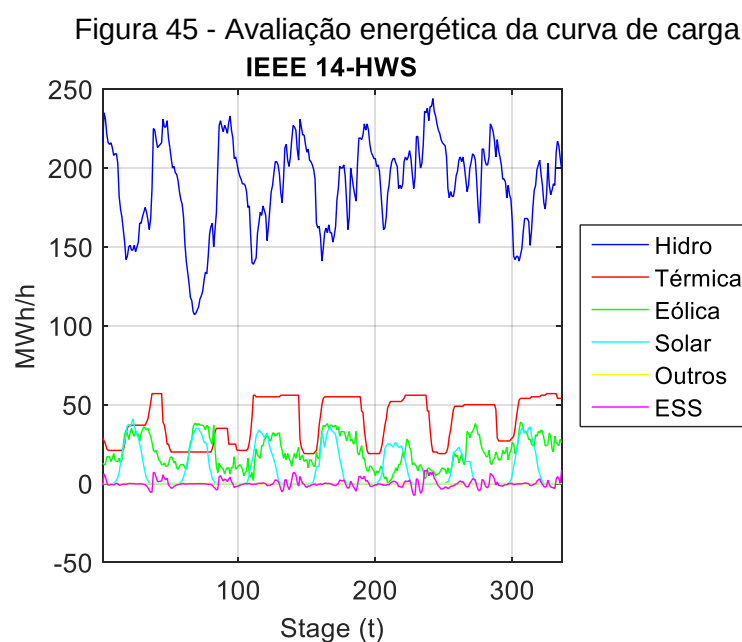


Fonte: Autor.

Como não há outros recursos locais, recomendou-se uma bateria de lítio com 10 MW (Figura 44) de potência e 60MWh (Figura 46) de armazenamento, sendo a localização que causará o menor impacto de congestionamento ao sistema de transmissão é na Barra 2, onde se encontra a termelétrica.

As baterias foram escolhidas conforme a Tabela 2, devido ao elevado número de transições diárias (Figura 46), e sua flexibilidade operativa.

Atualizando a avaliação energética, a Figura 45 mostra a maior participação do armazenamento nos períodos de ponta do sistema (maior carregamento), pois, é justamente quando os geradores fotovoltaicos não estão presentes, reduzindo a geração disponível e consequentemente diminuindo a relação entre reserva/carga. Isto indica que os dispositivos de armazenamento podem ser aliados na inserção massiva de solar fotovoltaica no sistema, como foi mostrado na Figura 1.

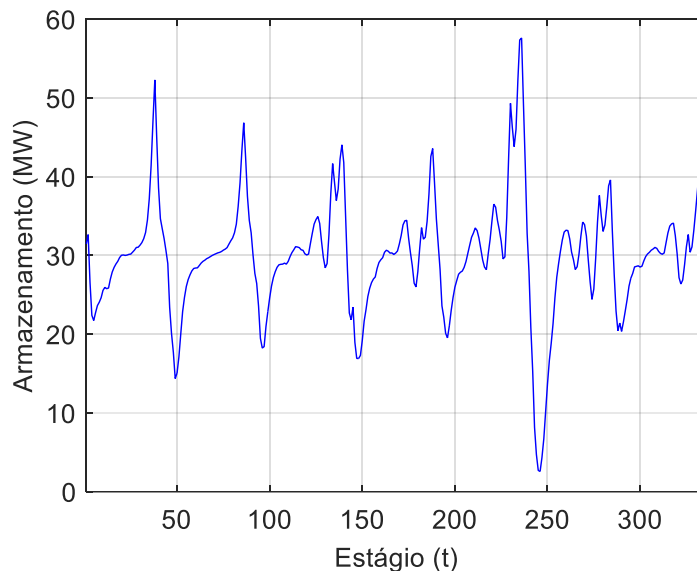


Fonte: Autor.

A Figura 46 mostra como o algoritmo buscou ajustar o despacho, em função dos seus requisitos de reserva. Diariamente, o dispositivo se carrega algumas horas antes de sua utilização e se descarrega quando necessário. Este ciclo é mantido até a minimização da reserva durante

todo o período de simulação. Essa figura mostra a eficácia do uso deste algoritmo para a estimativa ótima da reserva.

Figura 46 - Energia armazenada durante a simulação

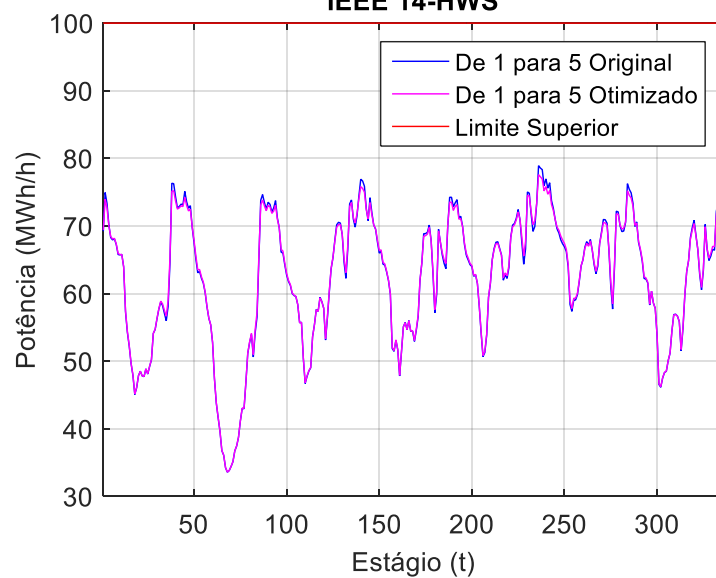


Fonte: Autor.

Na avaliação da transmissão, os resultados obtidos são apresentados na Figura 47, onde se identificou o fluxo de potência entre as Barras 1 e 5, a curva chamada “original” mostra o resultado antes da inserção do armazenamento adicional (*storage*) e a “otimizada” com o dispositivo. O limite de carregamento é representado pela linha vermelha. Não foram encontradas restrições de fluxo de potência. A diferença entre a curva “original” e “otimizado” é quase imperceptível. As mesmas observações podem ser direcionadas para a Figura 48 que mostra o fluxo de potência entre as Barras 2 e 3.

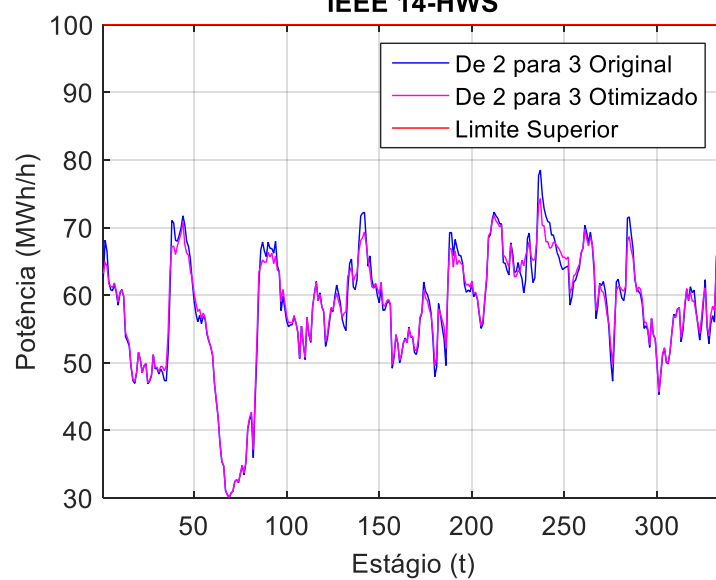
O impacto do equipamento de armazenamento no sistema de transmissão foi medido e pode ser verificado na Figura 47, o fluxo médio na linha é de 60MW. Como o dispositivo objetivou apenas solucionar o problema da reserva 10 MW de potência foram suficientes para atender o requisito mínimo, ao distribuir o fluxo pela rede, seu impacto é muito reduzido e não levará nenhuma das instalações para situações de sobrecarga.

Figura 47 - Fluxo de carga da barra 1 para a barra 5
IEEE 14-HWS



Fonte: Autor.

Figura 48 - Fluxo de carga da barra 2 para a Barra 3
IEEE 14-HWS



Fonte: Autor.

5.5 PROPOSTA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Ao aprofundar as discussões sobre reserva operativa, visualiza-se um conjunto de formulações matemáticas e técnicas que são úteis no planejamento da expansão. Constata-se ainda a falta de integração entre as visões de planejamento, geração não regularizada, transmissão e requisitos de reserva.

Como exemplo, o documento de planejamento decenal do Brasil (EPE, 2017) apresenta apenas as análises do despacho hidrotérmico e do balanço carga-geração para atendimento da ponta que é insuficiente no contexto apresentado nesta Tese.

Por outro lado, abandonar a metodologia de planejamento existente é complexo e requer um esforço de todo o setor, pois, todos os custos do setor eletroenergético na modelagem da subseção 3.1.1.

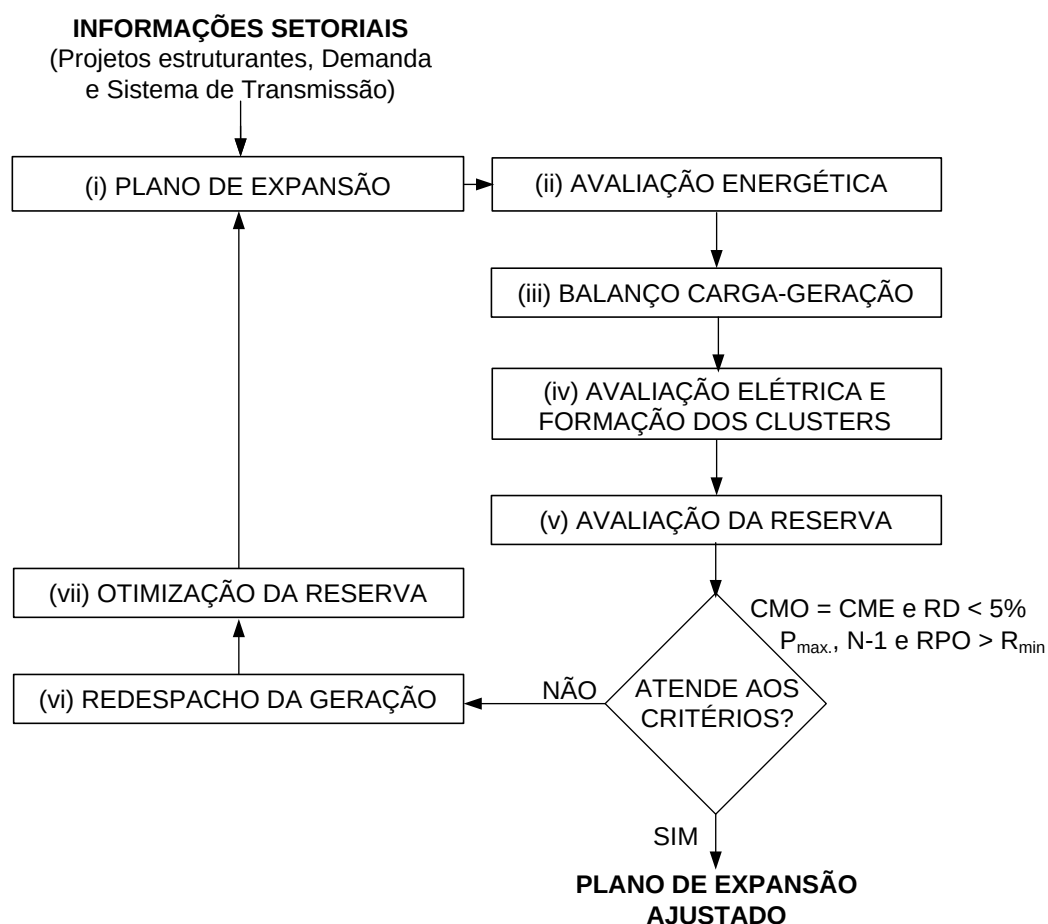
A proposta de melhoria consiste em utilizar as técnicas existentes, mas, considerando a reserva operativa como critério de expansão ótima. Ela será obtida através da análise do balanço carga-geração descrita na seção 5.1. Dessa forma, é possível incorporar as incertezas das fontes intermitentes e as limitações do sistema de transmissão.

Visando eliminar possíveis restrições de transmissão, a integração da expansão geração-transmissão é realizada através de um processo contínuo de redespacho. Isto deve ser realizado em um contexto de curto-prazo, em simulação horária, com a análise de fluxo de carga para cada instante.

Para efetivar o acoplamento entre o planejamento e a operação futura, a representação horária das fontes eólicas e solares é necessária. A subseção 5.1.1 mostra a forma de estabelecer um despacho de referência associados às curvas de carga.

A Figura 49 mostra as sete etapas necessárias para estabelecer uma nova metodologia de planejamento da expansão. Em seguida, é feito um detalhamento de cada uma delas.

Figura 49 - Metodologia de planejamento da expansão



Fonte: Autor.

(i) Elaborar um plano de expansão considerando os cenários representativos e informações setoriais;

(ii) Obter, para cada um destes cenários, os principais parâmetros energéticos (seção 3.1), tais como: intercâmbio entre subsistemas, geração hidráulica e geração térmica, por subsistema. Para isso, pode ser usado dhoVisual3P ou outro modelo de otimização hidrotérmica individualizado. Os parâmetros obtidos são a igualdade entre os custos marginais da expansão e da operação e risco de déficit menor que 5%;

(iii) Elaborar o balanço carga-geração com os resultados da etapa anterior, conforme mostrado na seção 5.1. Como resultados, são obtidos os despachos horários e a representação a usinas individualizadas. As fontes eólicas, biomassa, PCH e solar são representadas individualmente através das suas curvas de cargas, em um ciclo diário;

(iv) Representar a rede de transmissão por *clusters* energéticos, conforme procedimento mostrado na seção 5.2. Dessa forma, é possível flexibilizar a formação as áreas específicas identificando informações das curvas de geração e carga. Suas principais variáveis de monitoramento são a capacidade máxima de geração e transmissão, atendimento ao N-1 e reserva operativa;

(v) Calcular os requisitos de reserva e pelo uso do balanço carga-geração, este procedimento é mostrado na seção 3.3. Deve-se verificar o atendimento dos critérios mínimos de operação, que são:

- Igualdade dos custos marginais de expansão e de operação ($CMO = CME$);
- Risco de déficit menor que 5%, considerando todas as séries hidrológicas simuladas ($RD < 5\%$);
- Fluxo de potência na rede equivalente dentro dos limites de carregamento de longa duração em regime permanente e em contingências ($P < P_{max}$ e N-1);
- Reserva de potência operativa superior ao limite mínimo estabelecido pelo operador (no Brasil, $RPO > 5\%$);

Os procedimentos de (i) até (v) devem ser executados até que todos os critérios sejam atendidos. Caso positivo, este plano está ajustado e finalizado. Caso negativo, deve-se executar os itens (vi) e (vii);

(vi) Realizar um redespacho da geração de forma a minimizar ou eliminar as violações encontradas, levando em conta as seguintes restrições:

- Geração hidráulica mínima obrigatória para atender as restrições de vazão mínima a jusante das usinas hidrelétricas;
- Variação máxima de vazão a jusante das usinas hidrelétricas ao longo de um ciclo diário;
- Inflexibilidade da geração hidráulica das usinas da região Norte;
- Nível de flexibilidade das usinas termelétricas ao longo de um ciclo diário;

- Nível de inflexibilidade das usinas a biomassa (bagaço de cana e biomassa florestal) ao longo de um ciclo diário;
- Limites de intercâmbio entre *clusters*;

O redespacho diminui os problemas de congestionamento da rede de transmissão e contribui para mudanças no balanço de reserva, que poderão ser positivas ou não para sistema.

(vii) Executar a otimização da reserva, verificando a necessidade, em virtude do redespacho, da inclusão de dispositivos de armazenamento, como mostrado na seção 5.3. Com as equações (70) a (75) é possível dimensionar o ciclo de trabalho dos equipamentos de armazenamento, capacidade instalada ($P_{Máx}$) e tempo de descarga (τ). Nesta fase, uma avaliação da viabilidade dos equipamentos existentes no mercado é necessária para propor a expansão final do sistema.

Este capítulo mostrou o conjunto de técnicas para elaboração balanço carga-geração, representação do sistema de transmissão e otimização da reserva, elaboradas durante esta pesquisa e que possibilitam a construção de uma sólida metodologia de planejamento.

As curvas de carga e de geração eólicas não apresentam mudanças significativas com o passar dos anos, sendo aceitável sua utilização para estudos de longo prazo.

O estudo da base IEEE14HWS foi importante para realização dos testes nos algoritmos desenvolvidos que foram dois: o de alocação na curva de carga considerando o sistema de transmissão e de otimização da reserva. O objetivo também foi disponibilizar essa base para a comunidade científica, para a reprodução dos resultados e comparações futuras.

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados da aplicação dessa proposta e como elas contribuem para o planejamento.

6 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados relacionados a avaliação da reserva operativa e a utilização de dispositivos de armazenamento considerando a metodologia proposta, bem como aqueles decorrentes da aplicação de *storage*.

Na seção 6.1, são apresentados resultados da operação. A metodologia atual não consegue capturar a redução significativa da reserva. Aplicando a proposta apresentada na seção 5.5, fica evidente como os dispositivos de armazenamentos adicionais são fundamentais. A seção 6.2 realiza o estudo do programa de expansão do Brasil e avalia a sua reserva. Na seção 6.3, é proposto o dispositivo de armazenamento mais adequado para a solução do problema de expansão e na seção 6.4 é feita a análise geral dos resultados.

6.1 ANÁLISE DADOS DA OPERAÇÃO 2015-2016

O primeiro experimento foi construído com os dados da operação no período de março de 2015 a fevereiro de 2016. A metodologia deve ser capaz de detectar as restrições e determinar a melhor forma de ajuste do plano de expansão. O objetivo desta análise é permitir a comparação entre os dados reais da operação, do planejamento e da metodologia proposta.

Os dados reais foram obtidos juntos ao operador do sistema (ONS), as informações do planejamento dos programas decenais de expansão e planejamento mensal de operação do ONS. Já os dados da metodologia proposta, foram simulados na ferramenta DHO.

6.1.1 Avaliação energética

Segundo a abordagem metodológica da Figura 49, a avaliação energética faz parte da etapa (ii) do processo de planejamento. Consiste em obter os despachos otimizados para as fontes controláveis como a geração hidrelétrica com reservatórios e as termelétricas. O horizonte de

análise é mensal e serve de referência para os estudos de alocação na curva de carga, etapa (iii) da Figura 49.

Como indicadores, são listados na seção 5.5 o risco de déficit (RD) e o custo marginal de operação (CMO). A ferramenta DHO utiliza uma simulação determinística, não possibilitando uma estimativa do risco de déficit. Portanto, este indicador não será utilizado neste experimento.

De acordo com a Tabela 9, os CMOs médios anuais, para o período, são superiores aos 154,00 R\$/MWh calculados pela EPE, como indicativo do Custo Marginal de Expansão – CME para todos os subsistemas. Neste ano, houve uma redução das chuvas, sendo provável a existência de um novo período hidrológico crítico, o que elevou o valor da água. Isto pode ser visto na divergência dos custos marginais da metodologia proposta em relação aos valores da operação principalmente na região Norte-Nordeste.

Tabela 9 - Comparação dos custos marginais entre 2015 e 2016

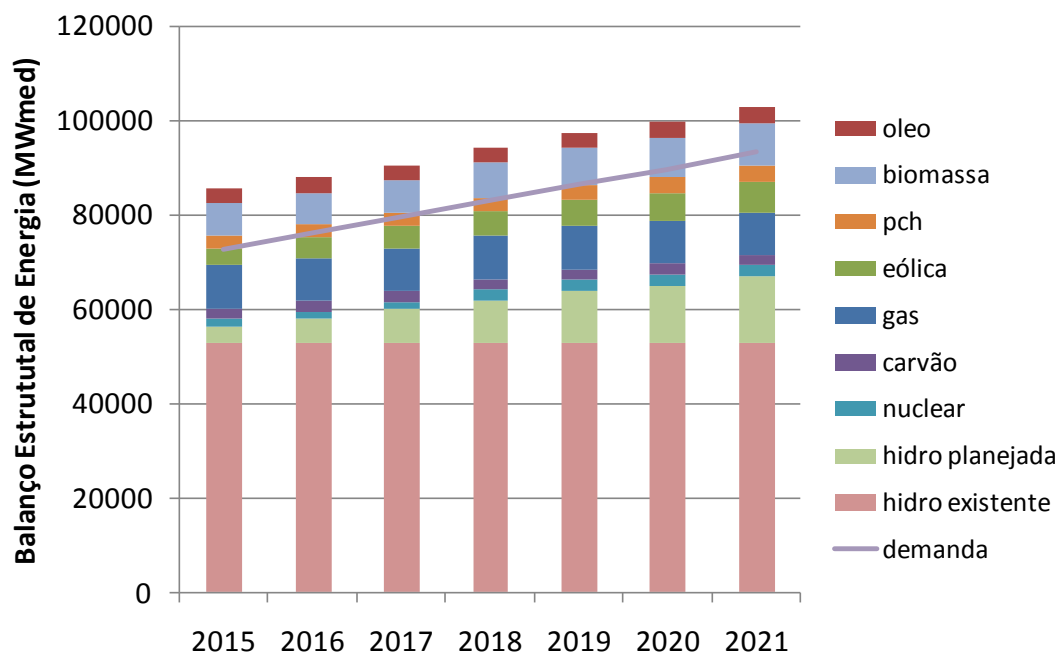
	Planejamento EPE	Operação ONS	Metodologia Proposta
SE/CO	281,00	290,18	231,29
S	286,00	285,79	235,81
NE	228,00	312,87	166,60
N	226,00	255,57	143,75

Fonte: Autor.

6.1.2 Balanço carga-geração

A elaboração do balanço de garantia física e atendimento a ponta para a configuração de referência tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda (EPE, 2017). Por simplificação, o balanço estático de energia não considerou as garantias físicas das usinas, como o utilizado pela EPE, mas sim suas capacidades estruturais. Este balanço está mostrado na Figura 50.

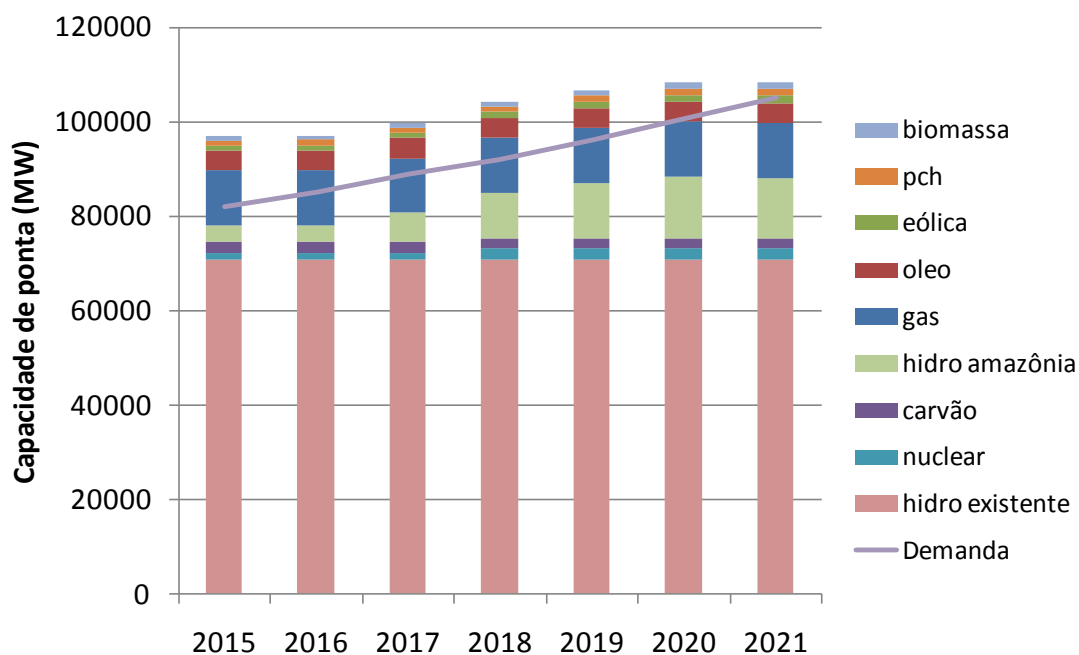
Figura 50 - Balanço estrutural de energia 2015-2016



Fonte: Autor.

Já no balanço de potência, mostrado na Figura 51, foram consideradas suas disponibilidades de atendimento à ponta. Como não foram encontradas déficits de energia, e de potência, o cenário avaliado é factível.

Figura 51 - Balanço estrutural de potência 2015-2016



Fonte: Autor.

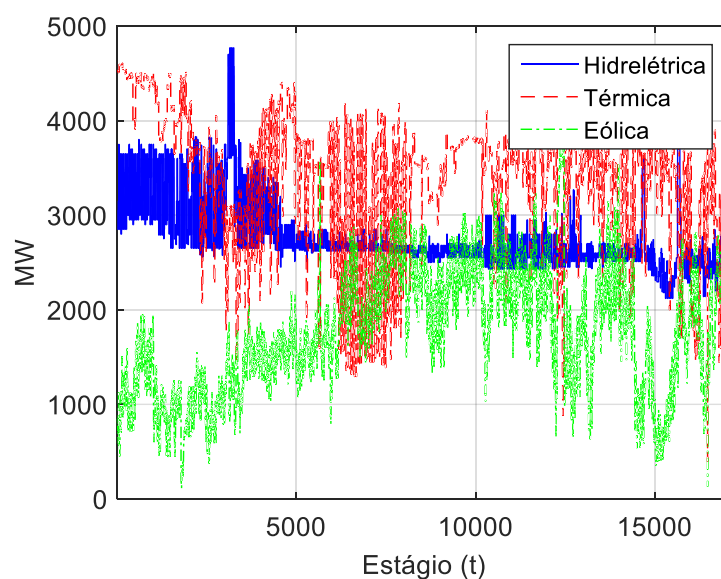
Os resultados anteriores representam uma estimativa dos valores que serão encontrados na operação. Para comparar estes resultados com os dados reais, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco disponibilizou o Programa Diário de Produção – PDP. Nele, constam os valores de geração e carga na região Nordeste, de meia em meia hora, além do despacho hidrelétrico por usina.

Os dados envolvem um amplo estudo das regiões, e sua interação com o perfil de consumo. As principais variáveis coletadas foram os valores da curva de carga, geração eólica, térmica e reserva do sistema. Estas curvas serão usadas como referência para a avaliação das condições futuras de operação. Iniciou-se em março de 2015 e teve término em fevereiro de 2016, produzindo 17.129 observações, que serão chamados de estágios.

A Figura 52 mostra a redução da geração hidráulica para o atendimento aos requisitos do sistema, confirmando os elevados valores para o custo de operação da subseção 6.1.1. Apesar de seu potencial de 10.800 MW, a geração média neste período foi de apenas 2.781 MW, em virtude das péssimas condições hidrológicas enfrentadas na bacia do rio São Francisco. A geração térmica e a eólica passaram a ser importantes fontes para o atendimento às exigências da curva de carga, com 3.402 MW e 1.785 MW de geração média respectivamente.

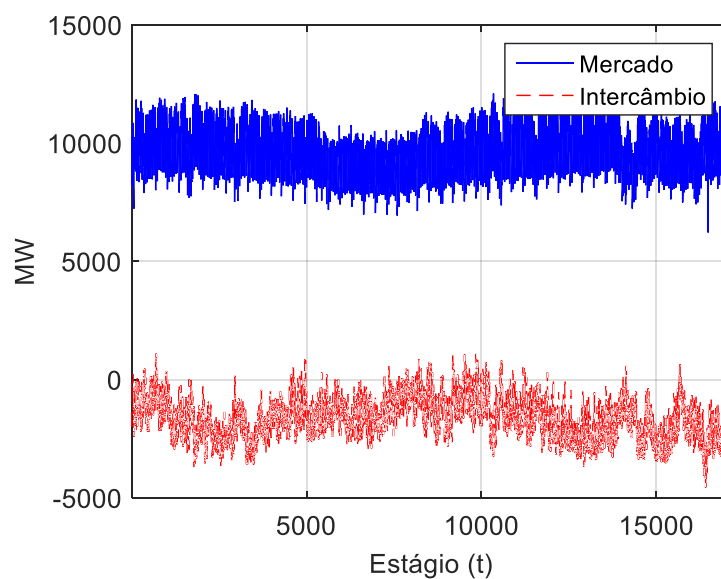
Observa-se na Figura 52 e Figura 53, a sazonalidade das fontes e do intercâmbio. A geração eólica é reduzida no período úmido e a geração hidráulica é mais alta. No período seco, a situação se inverte. Isto mostra o caráter de complementaridade entre as fontes, mesmo na situação hídrica desfavorável.

Figura 52 - Geração Nordeste, entre 2015 e 2016



Fonte: Autor

Figura 53 - Mercado e intercâmbio, entre 2015 e 2016



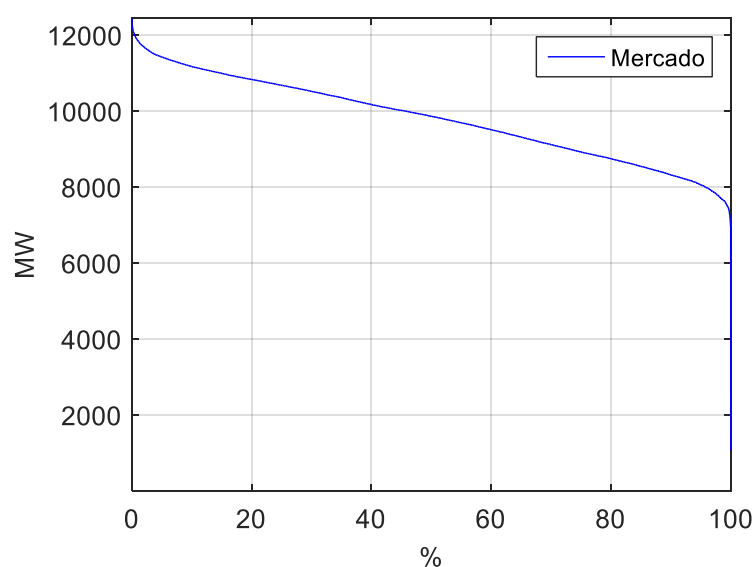
Fonte: Autor

Analisando a variabilidade, a Figura 54 e Figura 55 mostram a curva de permanência da carga e da geração eólica respectivamente. Nelas é possível notar que a geração eólica apresenta uma maior variabilidade do que a carga. Em apenas 5% dos casos essa geração esteve acima dos 2.800MW, dentro deste período (5% dos dados) foi registrada uma variação de 1.600 MW. Esta variação pode levar a geração para 4.400MW. A eólica é um risco para a operação do sistema,

pois, se deve destinar reserva para cobrir esta variação, principalmente em caso de falta desta fonte.

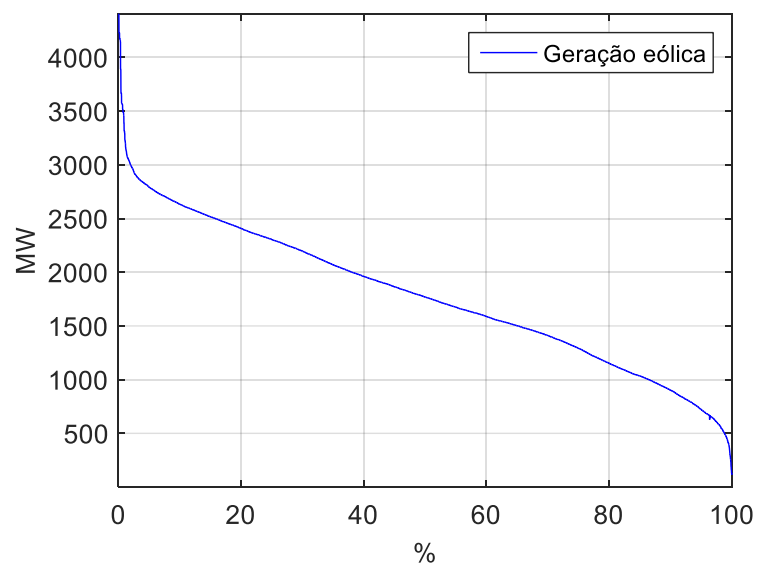
É necessário estabelecer um mix de outras fontes capazes de suprir estas variações. Se observar o intercâmbio da Figura 56, verifica-se que ele foi utilizado para fazer frente a estas situações. Nesta mesma figura, pode ser vista a natureza importadora de energia desta região que representa um nível elevado de carregamento das linhas, limitando seu uso como reserva operativa. Este problema já foi citado na literatura, estando relacionado a presença massiva de energias renováveis (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

Figura 54 - Curva de permanência da carga entre 2015 e 2016



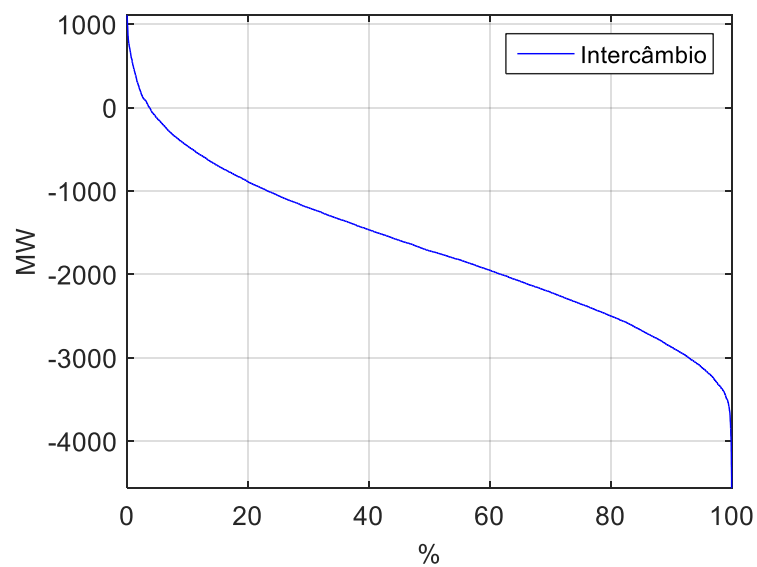
Fonte: Autor.

Figura 55 - Permanência eólica entre 2015 e 2016



Fonte: Autor.

Figura 56 - Permanência do intercâmbio entre 2015 e 2016



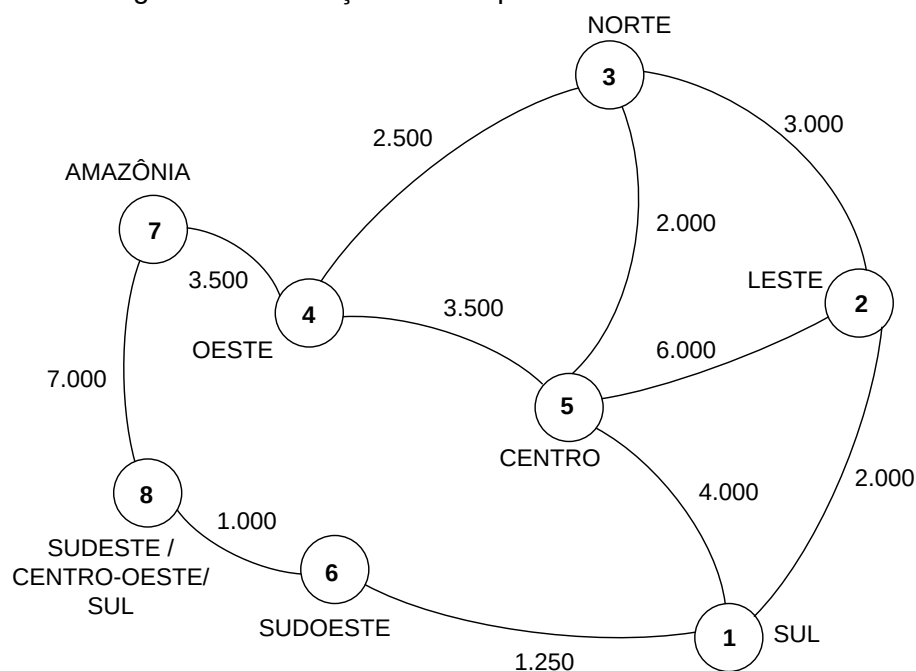
Fonte: Autor.

6.1.3 Avaliação elétrica

Seguindo a metodologia da seção 5.5, a avaliação elétrica buscou estabelecer os clusters resultantes da análise da curva de carga. Foram identificadas oito áreas que melhor representam a dinâmica de operação elétrica do sistema. A Figura 57 identifica a formação de áreas

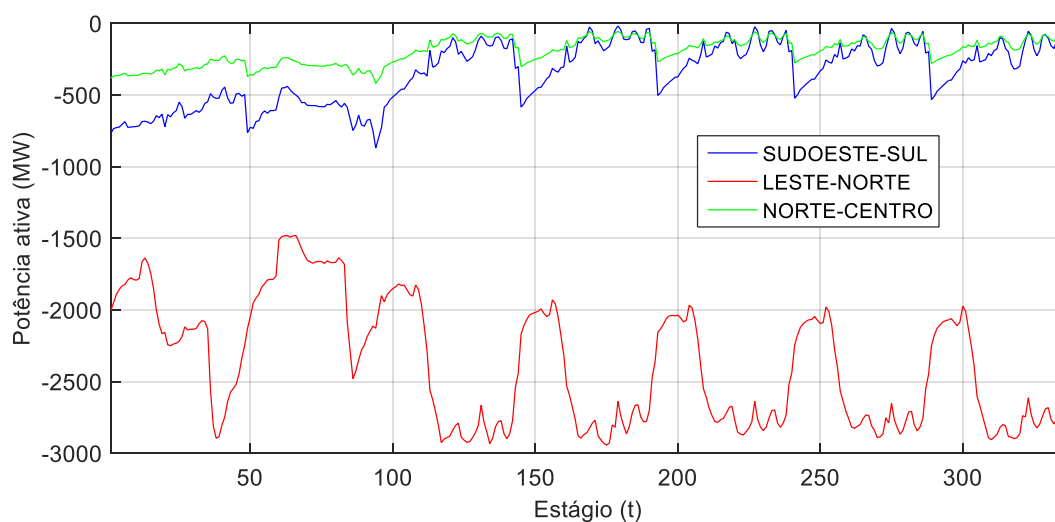
candidatas a restrições elétricas como a região do Sudoeste da Bahia e entre os *clusters* Leste e Norte. A Figura 58 mostra a simulação do fluxo de carga para estas regiões, em uma semana do período. O sistema mostrado atende aos critérios de capacidade de escoamento entre as regiões.

Figura 57 - Avaliação elétrica para a transmissão 2015-2016



Fonte: Autor.

Figura 58 - Fluxo de potência na região Nordeste



Fonte: Autor.

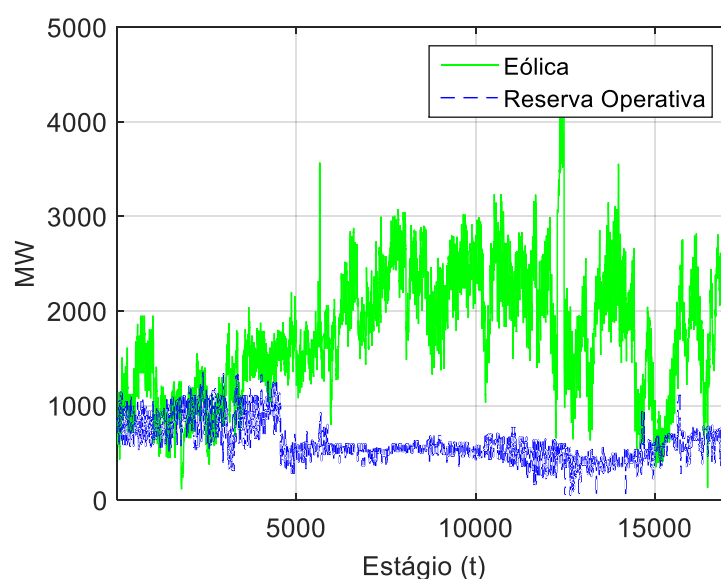
6.1.4 Avaliação da reserva

Segundo o relatório PDE 2024, produzido pela EPE (EPE, 2017), não há risco de déficit de potência para o período, mas é detectado um aumento dos requisitos de reserva após o ano de 2021.

Ao analisar a reserva alocada nas máquinas do sistema, há uma redução em virtude da diminuição da vazão no rio São Francisco, conforme mostrado na Figura 59. Esta Figura faz uma comparação das curvas de geração eólica e reserva operativa. Em junho de 2015, a vazão mínima do Rio São Francisco, estabelecida em 1.300m³/s, foi reduzida para 800 m³/s, afetando os múltiplos usos da água como também a disponibilidade energética ao sistema.

A redução da vazão diminui o número de máquinas despachadas que podem entrar em operação, comprometendo a reserva primária e secundária. Como medida paliativa, foi desligado o Controle Automático da Geração – CAG para permitir liberar o intercâmbio para operar livremente. Destaca-se também a forte inserção eólica justamente neste mesmo período, aumentando o problema da reserva pela variabilidade da própria fonte, já mostrada na Figura 55.

Figura 59 - Energia de reserva e eólica (mar/2015 a fev/2016)



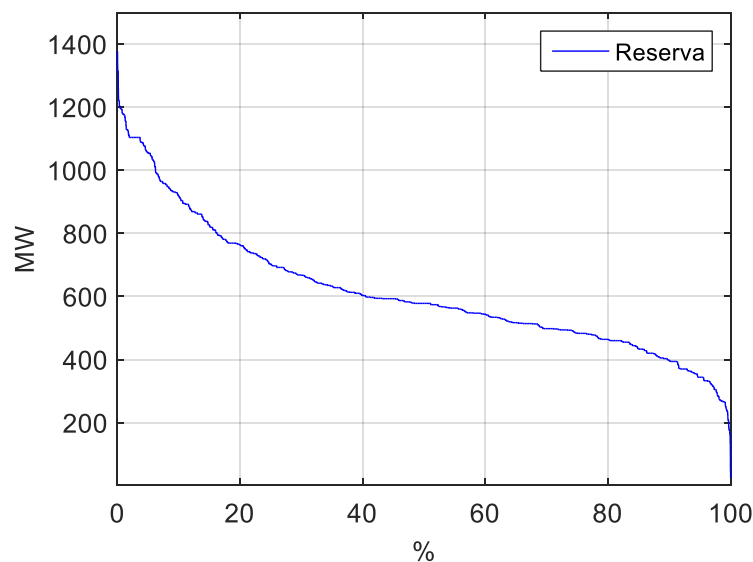
Fonte: Autor.

De forma similar aos atributos de carga e geração foi calculada a curva de permanência da reserva operativa, que é mostrada na Figura 60. A reserva durante o ano apresentou um valor médio de 614 MW.

De acordo com a Figura 54, o mercado apresenta um valor médio de 9.805MW. Aplicando a equação (49), determina-se o valor da reserva operativa, segundo o critério do ONS, que é 5% da carga da área de controle, obteve-se um mínimo de 490MW. Ao cruzar essa informação com a Figura 60, verifica-se que cerca de 20% dos valores registrados neste período encontram-se abaixo do requisito estabelecido pelo ONS. Ou seja, outra área de controle deve estar assumindo a necessidade mínima de reserva do sistema segundo os conceitos definidos no Submódulo 25.8 do ONS (seção 3.3).

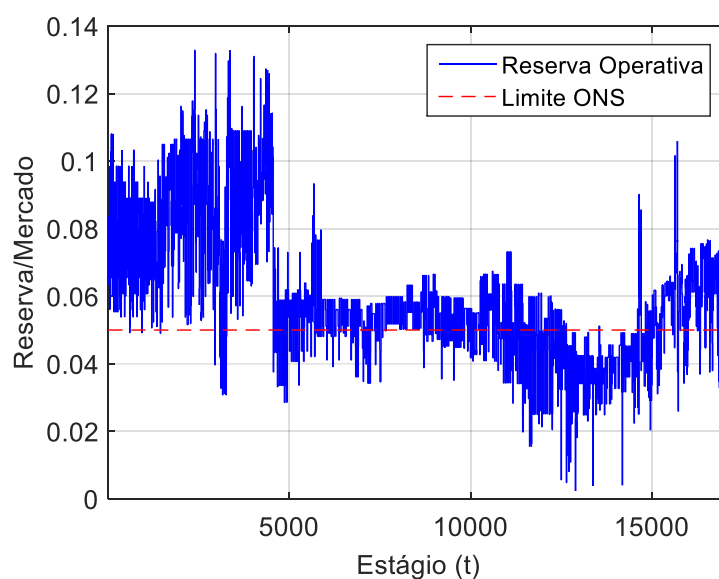
A redução pode ser vista em maiores detalhes na Figura 61, que mostra a relação da reserva pelo mercado e o requisito exigido pelo operador dentro da área de controle.

Figura 60 - Curva de permanência da reserva (mar/2015 a fev/2016)



Fonte: Autor.

Figura 61 - Reserva e o limite ONS (mar/2015 a fev/2016)



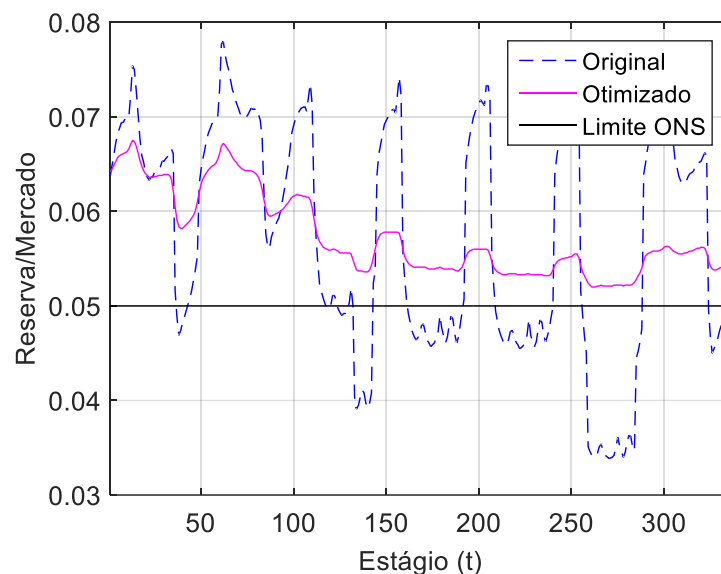
Fonte: Autor.

6.1.5 Otimização da reserva

De acordo com a seção 6.1.4, os requisitos mínimos de reserva não são atendidos. A metodologia proposta indica a realização de redespacho da geração como alternativa de expansão no sistema, como mostrado na Figura 49, etapa (vi). A situação do rio São Francisco e o alto custo de despacho termelétrico limitam a aplicação do redespacho da geração, restando apenas a otimização da reserva – etapa (vii).

A aplicação da etapa (vii) da Figura 49 permite avaliar a alocação de um dispositivo de armazenamento. Foi realizada uma otimização, conforme o algoritmo da seção 5.3, objetivando reestabelecer a reserva para o critério dos 5% mínimos dentro da área de controle Nordeste. A aplicação se limitou ao período seco do ano, onde a presença das eólicas e solares é maior e a reserva é mais requisitada. Como resultado, a correção da reserva demandará um equipamento de *storage* de 185 MW e 450 MWh. Na Figura 62, é mostrada a comparação com os resultados originais, corrigindo os critérios do procedimento de rede (ONS, 2016). Além de recompor os requisitos, observa-se um uso mais eficiente da reserva, pois, em momentos onde há excesso de reserva é feito o carregamento do *storage*.

Figura 62 - Otimização da reserva para a operação de 2015-2016



Fonte: Autor.

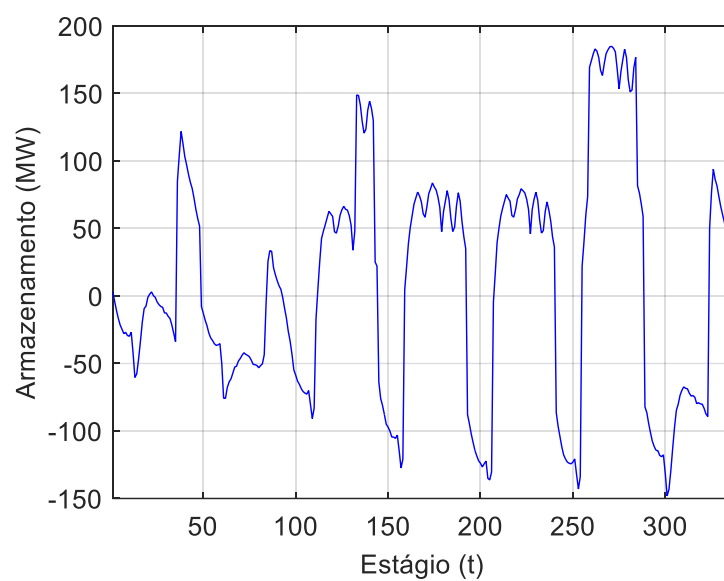
Para a determinação do armazenamento, foi analisada a potência requerida e a sua energia a ser armazenada. Na Figura 63 visualiza-se a curva e a faixa de potência, que excursiona de 185 MW a -150MW. Conforme as expectativas, a potência máxima de fornecimento foi no período de menor reserva do sistema, assim como o consumo de quase toda a energia armazenada.

Por precaução, se deixou 20% do storage para reduzir os efeitos da perda de carga e recarga, como também sua utilização como inércia sintética ao sistema em casos de ocorrências de curta duração.

As curvas apresentadas na Figura 63 e Figura 64 demonstram um comportamento predominantemente diário, especificamente para o atendimento do horário de ponta/ carga pesada.

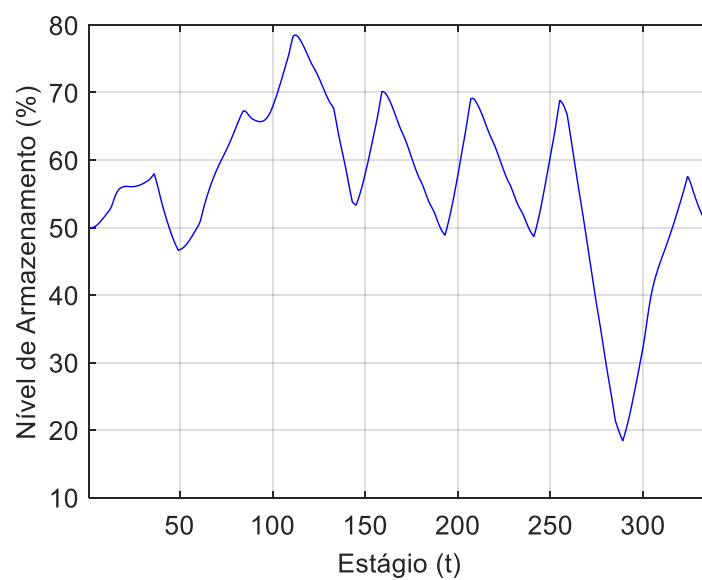
Portanto, o dispositivo deve ser bastante robusto e as baterias, no estágio atual de desenvolvimento, não estão prontas para essa aplicação sendo recomendado o uso de PHES, CAES ou ARES.

Figura 63 - Armazenamento adicional para a operação de 2015-2016



Fonte: Autor.

Figura 64 - Nível de armazenamento para a operação de 2015-2016



Fonte: Autor.

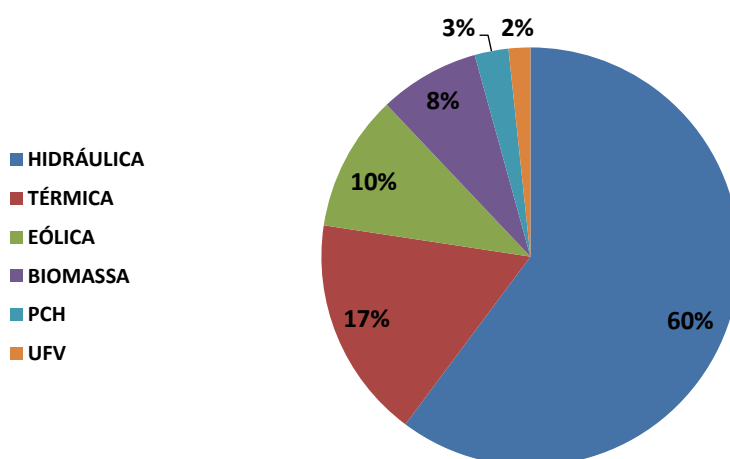
6.2 RESULTADOS NO PROGRAMA DE EXPANSÃO

Até agora, os experimentos foram necessários para conhecer e estabelecer as curvas de carga e geração que deverão ser utilizadas e também testar e validar os algoritmos desenvolvidos. Uma solução para o IEEE14HWS (seção 5.4) foi mostrada assim como o estudo de caso com os dados da operação do sistema brasileiro entre 2015 e 2016 (seção 6.1).

Para avaliar as condições de atendimento futuras, primeiramente devem-se considerar os programas de expansão atuais e como estão correlacionados com a questão da reserva. Será mostrada, nestes experimentos, a limitação da modelagem atual e como a metodologia proposta pode auxiliar na transição para um novo modelo.

Os cenários utilizados como referência foram produzidos pela EPE (PDE 2026) e ONS (PAR 2017-2021) para o sistema interligado, mas com o foco na região Nordeste. A Figura 65 mostra a distribuição da geração instalada no Brasil para o ano de referência. Destaca-se a instalação de 20GW de geração eólica, até 2022 e a predominância das hidrelétricas.

Figura 65 - Participação por fonte no SIN, ano 2022



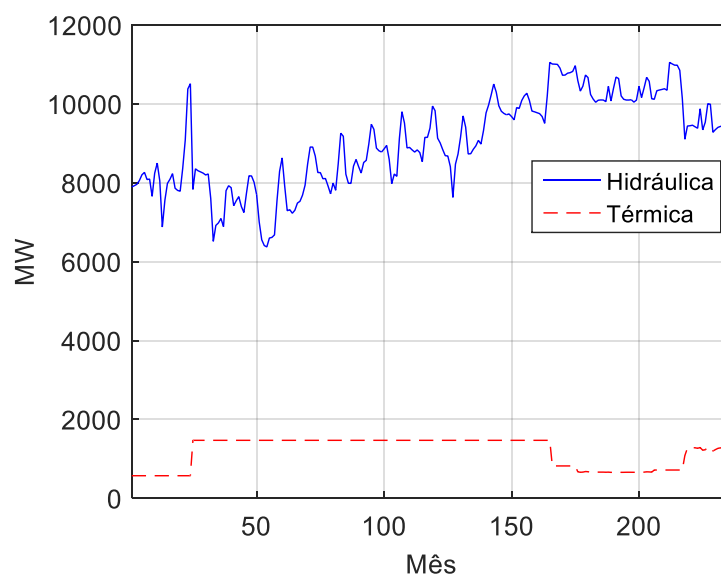
Fonte: Adaptado de (EPE, 2017) (ONS, 2016).

6.2.1 Avaliação energética

O programa utilizado para realizar a otimização hidrotérmica foi o DHO, desenvolvido pela equipe do LDSP/UFPE (SORIANO, 2016). A base de dados foi oriunda do planejamento da expansão da EPE (EPE, 2017). Este programa simula individualmente as usinas, sendo organizado em três subsistemas (Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) que são usados para a avaliação dos intercâmbios. A simulação é determinística e baseada nas séries históricas de vazão.

Por simplificação, são apresentados apenas os resultados da região Nordeste. Na Figura 66 é apresentada a geração hidrelétrica, com 9.034 MW de média, o que é bastante elevado em virtude das hidrologias recentes, mas coerente com o nível de armazenamento inicial e séries utilizadas (março de 1931 a dezembro 1950). A geração térmica apresentou 1.194 MW de média, um pouco abaixo do esperado, mas congruente com os resultados das hidráulicas.

Figura 66 - Hidrelétrica e térmica otimizada, carga pesada, Nordeste

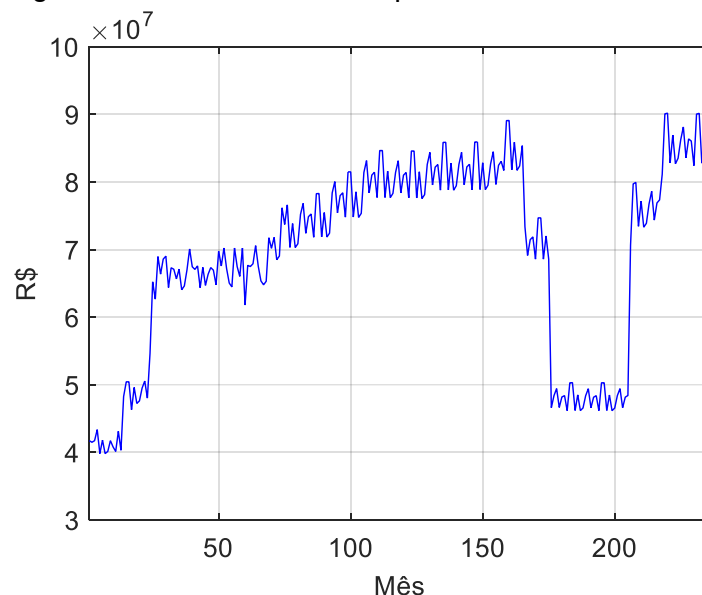


Fonte: Autor.

Já o custo total mensal de operação do sistema no período entre o mês 180 e 210 ocorreu uma redução significativa, conforme Figura 67. Este resultado pode ser interpretado como sendo consequência das séries hidrológicas usadas. A Figura 68 apresenta o intercâmbio

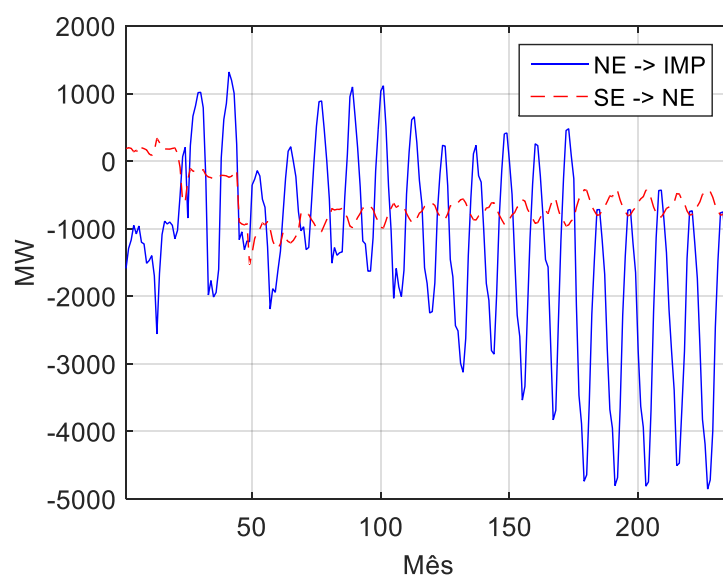
esperado, mostrando que o Nordeste será um importador da região Norte (1.285 MW), sendo que, uma parte dessa energia, será reenviada para a região Sudeste (633 MW).

Figura 67 - Custo total do despacho hidrotérmico, carga pesada



Fonte: Autor.

Figura 68 - Intercâmbio NE, carga pesada



Fonte: Autor.

Analisando o Plano Decenal (EPE, 2017), as variáveis de custo marginal e risco de déficit são apresentados na Tabela 10. Segundo o PDE 2026 (EPE, 2017), não existem problemas no equilíbrio entre oferta

e demanda e todos os critérios são atendidos ($RD < 5\%$ e $CMO < CME$). De fato, a crise econômica deixou o sistema elétrico mais confortável.

Os resultados apresentados nas seções 6.1 e 6.2 mostram uma situação complexa como o balanço de garantia física e ponta. Segundo os critérios mostrados na Tabela 10, o sistema está ajustado para o horizonte 2026.

Tabela 10 - Custos marginais e risco de déficit PDE 2026

Ano	R\$/MWh			%
	CMO Médio	CMO Máximo	CME	Risco
2019	33	41	170	1,10
2020	38	41	170	0,50
2021	68	73	170	0,80
2022	82	84	170	0,65
2023	92	93	170	0,75
2024	114	114	170	1,00
2025	153	153	170	1,45
2026	164	166	170	1,20

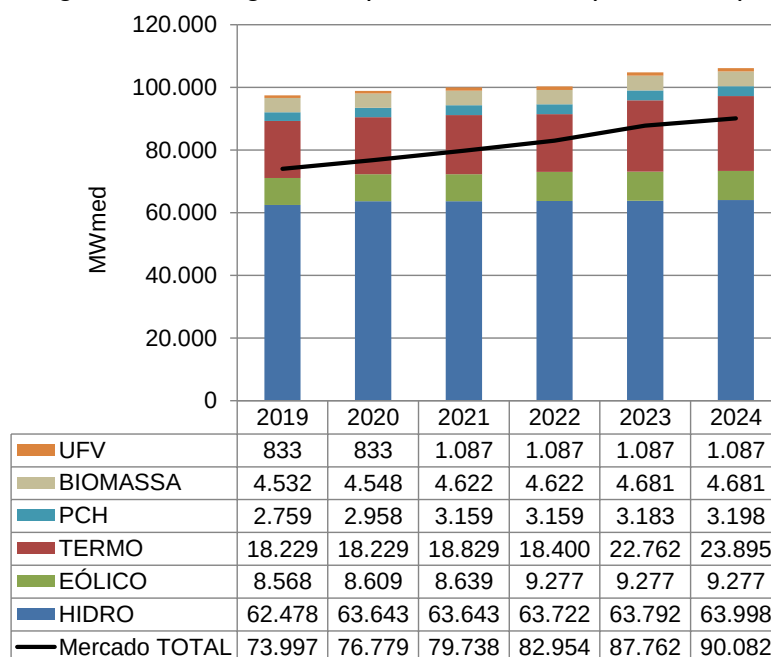
Fonte: Adaptado de (EPE, 2017).

Em geral, um plano de expansão é finalizado nesta etapa. Porém, estudos adicionais são necessários para a avaliação da situação no horizonte horário. Conforme visto no estado da arte, alguns trabalhos abordam esta problemática (YU, ZHOU, QIN, & WANG, 2012) (FERREIRA, 2008) e apresentam como solução a simulação da curva de carga e dos requisitos de reserva, onde possam ser extraídas mais informações sobre o sistema.

6.2.2 Balanço carga-geração

O balanço estrutural visa verificar o equilíbrio entre oferta e demanda. Estes resultados são apresentados na Figura 69. Se considerar as perdas de deplecionamento ou de natureza elétrica mencionada pelo ONS (ONS, 2016) na Tabela 1, verifica-se um déficit de 504 MW em 2024, já em divergência com os resultados apresentados neste plano.

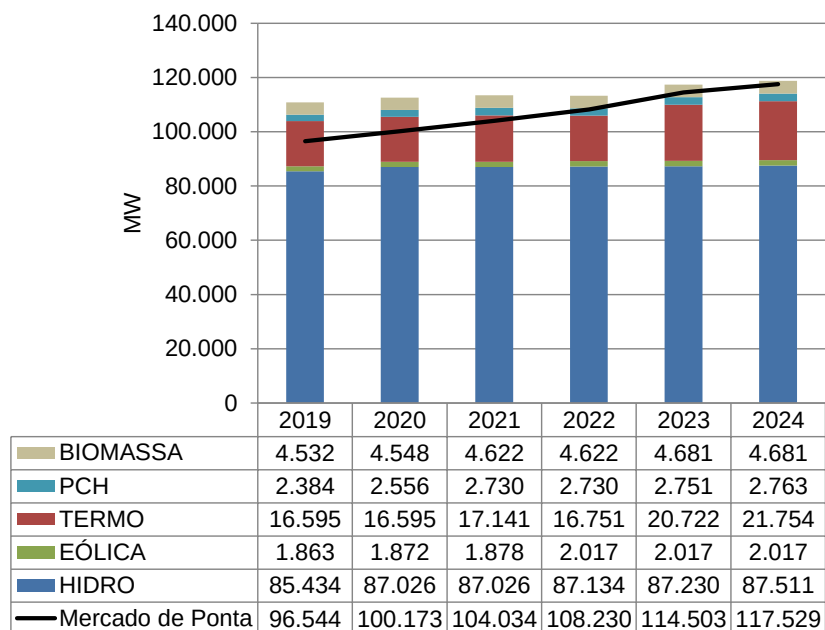
Figura 69 - Energia firme por fonte do SIN (2019-2024)



Fonte: Adaptado de (EPE, 2017) (ONS, 2016).

Já no balanço de potência, em 2024, a oferta atinge seu limite estrutural, sendo necessária, após este horizonte, a inserção de termelétricas de partida rápida ou de dispositivos específicos para atendimento à ponta, isto está evidenciado na Figura 70.

Figura 70 - Balanço de ponta do SIN (2019-2024)



Fonte: Adaptado de (EPE, 2017) (ONS, 2016).

6.2.3 Avaliação elétrica

O Brasil vem usando o intercâmbio para o atendimento dos requisitos de potência do sistema, conforme visto na Figura 53. O ano 2024 é um ano importante para o estudo, pois, aponta o déficit estrutural de 504 MW (Figura 69).

A representação da rede elétrica de referência é apresentada na Figura 39, são 20 *clusters* que representam a diversidade eletro-energética do sistema. Os valores das curvas de carga e geração foram obtidos dos dados semanais para períodos representativos secos e úmidos entre 2015 e 2016 (ver seção 6.1) e projetados para o ano horizonte e a região Sudeste como barra de referência.

Para verificar os pontos de maior carregamento do sistema nas mais variadas situações, a simulação foi realizada para dois períodos do ano, o período seco e úmido (CONNOLLY, 2010). A Tabela 11 mostra o cálculo do fluxo de potência nestas duas situações.

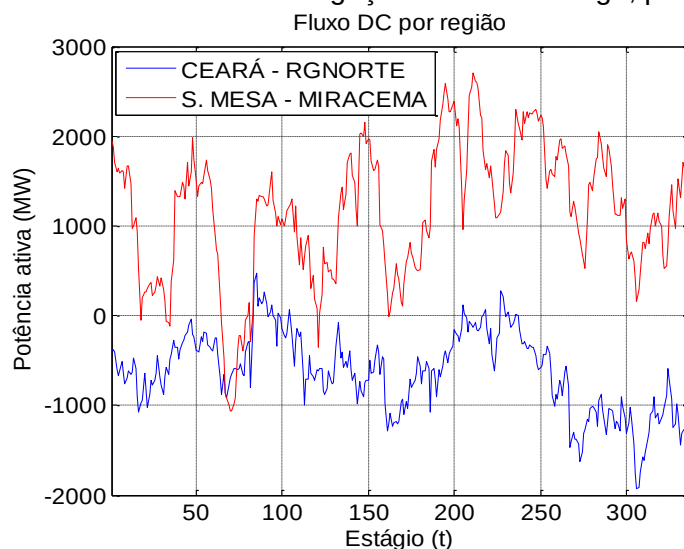
Destacam-se, na Figura 71 e Figura 72, os locais de maior restrição de fluxo de potência. No período seco, foram detectadas as linhas entre o Ceará e o Rio Grande do Norte e Serra da Mesa –Miracema; e no úmido, a conexão entre Colinas e Marabá e Imperatriz e São Luiz. Estes resultados apontam que o sistema de transmissão encontra-se no limite de carregamento e a provisão de reservas de outras regiões podem não apresentar uma condição segura de operação (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

Tabela 11 - Fluxos de potência da análise na curva de carga

DE	PARA	CAPACIDADE MÁXIMA (MW)	FLUXO SECO (MW)	FLUXO ÚMIDO (MW)
1	2	4.250	2.237	3.797
1	8	9.000	2.956	8.992
1	11	7.000	4.220	3.991
2	3	3.000	2.424	2.341
2	11	1.000	509	756
3	4	3.000	1.515	1.485
3	5	2.000	559	1.612
3	12	2.000	771	1.190
4	5	2.000	546	2.137
4	10	2.000	574	878
4	12	2.000	836	1.266
4	13	3.000	999	1.202
5	6	7.000	1.367	6.368
5	8	2.000	997	3.060
5	10	4.000	1.629	4.587
6	7	4.000	3.593	3.593
6	8	2.000	1.369	3.487
8	9	2.000	1.421	1.421
10	13	3.000	1.087	2.735
10	14	1.000	867	1.298
11	12	4.000	2.355	2.884
11	15	3.250	2.472	1.667
12	13	1.000	783	761
12	15	1.000	312	485
12	16	3.000	796	1.077
12	17	3.000	1.395	1.358
12	18	750	225	141
13	14	2.250	2.185	2.391
13	18	3.000	1.504	1.703
14	18	2.000	1.360	414
15	16	5.000	3.333	3.010
16	17	2.000	932	439
16	19	7.000	2.782	2.575
17	18	2.000	1.105	549
17	20	2.000	1.437	606
18	20	1.750	1.939	760
19	20	3.000	2.190	1.560

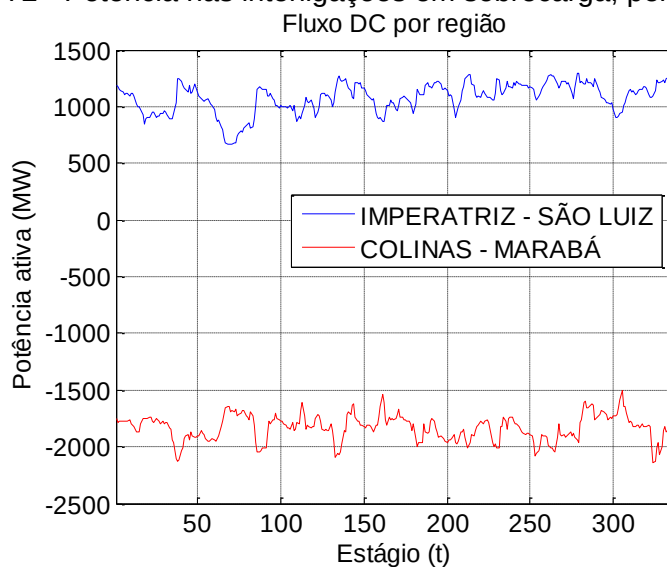
Fonte: Autor.

Figura 71 - Potência nas interligações em sobrecarga, período seco



Fonte: Autor.

Figura 72 - Potência nas interligações em sobrecarga, período úmido



Fonte: Autor.

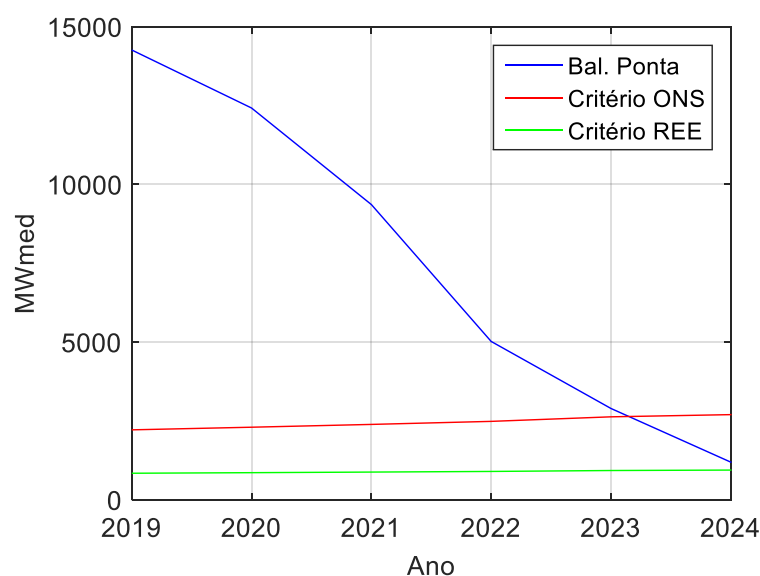
No período seco, verifica-se uma variação diária no intercâmbio, podendo atingir 10.000 MW (2.000 MW exportador para 8.000 MW importador) que, em qualquer sistema, não é uma tarefa trivial de ser controlada. Outra dificuldade, será manter as metas energéticas definidas na subseção 6.2.1 e 6.2.2 que, em geral, deve-se permanecer fixo. Da mesma forma, no período úmido, quando há presença do despacho hidrelétrico amazônico, o sistema de intercâmbio fica bastante sobrecarregado, dificultando o atendimento dos requisitos de reserva local.

6.2.4 Avaliação da reserva

A equação (55) é base para calcular os requisitos de reserva para o planejamento. Seu objetivo é capturar as oscilações na potência disponível e estabelecer um montante suficiente para atender o balanço carga-geração. As informações sobre as usinas existentes são provenientes do cronograma de expansão definido nas subseções 6.1.1 e 6.1.2, essa base de dados será chamada de BR20HWS, seguindo o mesmo padrão da IEEE96HWS (seção 3.3) e da IEEE14HWS (seção 5.4).

A Figura 73 é possível visualizar os resultados deste estudo. É realizada uma comparação anual da reserva, chamado de balanço de ponta, com os valores de referência do ONS e da REE. A expansão de fontes não despacháveis aumentará os requisitos de reserva até surgir um déficit de 1.506 MW de potência no sistema em 2024, considerando os critérios do ONS (ONS, 2016), segundo o operador espanhol (REE, 2018), este déficit aparecerá apenas em 2025.

Figura 73 - Balanço de ponta e reserva operativa 2019-2024



Fonte: Adaptado de (EPE, 2017) (ONS, 2016).

Este resultado foi comparado com o apresentado pela EPE/MME no Plano Decenal (EPE, 2017), que mostra um déficit estrutural de ponta da ordem de 2.000 MW em 2024, podendo chegar a 12.000 MW em 2026. O critério do ONS está mais próximo dos resultados apresentados pela EPE, demonstrando consistência do estudo, uma vez que os dados da EPE não foram disponibilizados.

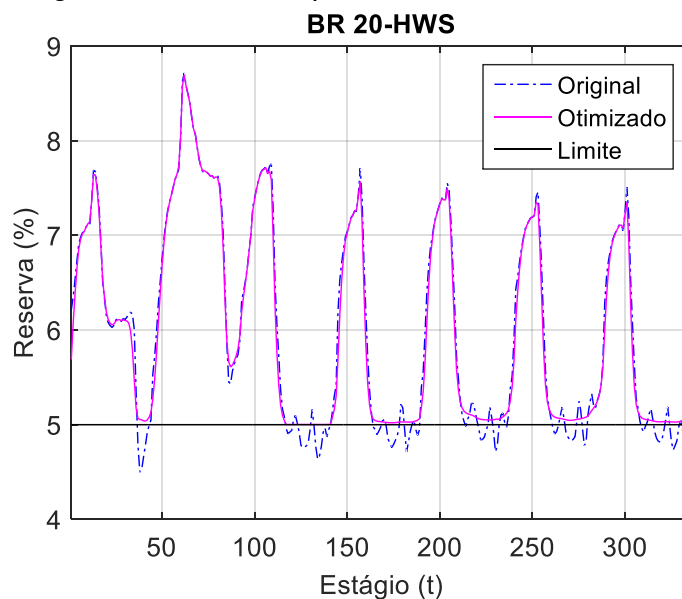
6.2.5 Otimização da reserva

O montante de geração sincronizada, ou não, destinado a atender variações devem ser suficientes para cobrir os erros de previsão de demanda no curto prazo. A equação (70) visa minimizar esta geração com a utilização de armazenamento complementar.

A Figura 74 apresenta os resultados otimizados e de referência para a expansão baseando-se nos critérios e procedimentos de rede do ONS (ONS, 2016). Assim como apresentado na subseção 6.1.5, a Figura 74 mostra a curva chamada “Original”, a qual está relacionada ao cálculo da reserva operativa. Neste gráfico, a reserva é um pouco mais favorável que a condição 2015-2016, mostrada na seção 6.1. Isto se deve às metas de geração mais favoráveis consideradas neste cenário.

A reserva entra nos períodos críticos durante o dia estando relacionada ao aumento da carga. O resultado da otimização pode ser visto com a curva “Otimizado” onde o armazenamento complementar otimiza a reserva, atendendo aos critérios estabelecidos pelo operador.

Figura 74 - Reserva operativa calculada e otimizada

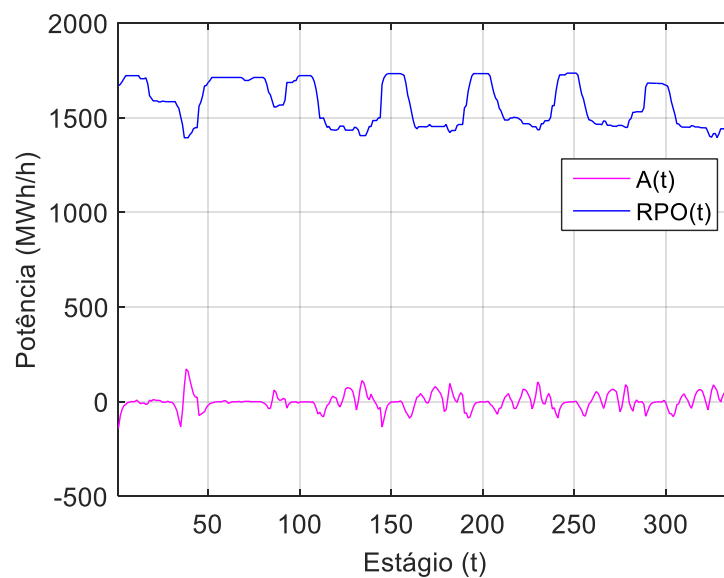


Fonte: Autor.

Na Figura 75 é mostrada a reserva operativa, em MW, e a potência requerida pelo dispositivo de armazenamento adicional já com a otimização. Estas curvas mostram que o *storage* atua no sentido de estabilizar a reserva em torno do valor médio, de 1.506 MW.

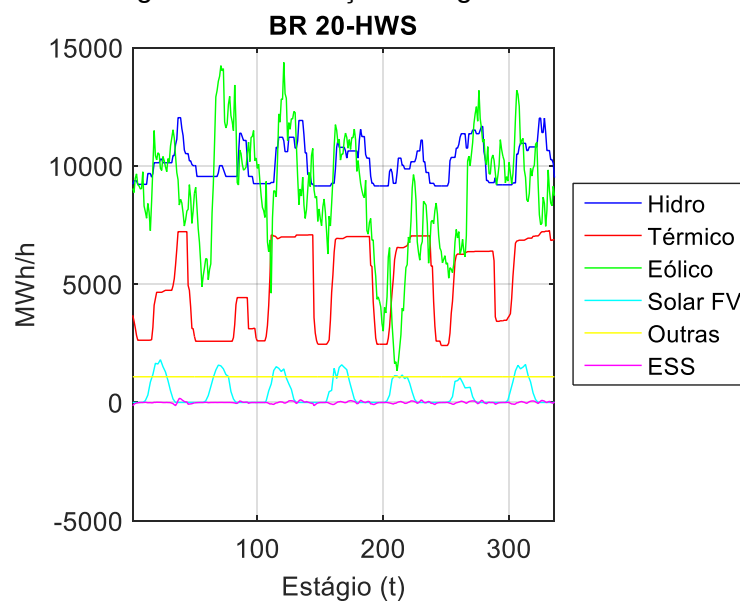
Já na Figura 76 visualiza-se a operação conjunta das fontes na matriz energética. Nota-se a significativa variação da geração eólica, que está sendo coberta pelo intercâmbio e a produção da área Sul/Sudeste. Observa-se também uma variação de mais de 10.000 MW em menos de 24h nesta fonte. Que é significativa mesmo para o sistema interligado, que dependerá do despacho em outras regiões para cobrir estas flutuações.

Figura 75 - Variáveis de otimização da reserva operativa



Fonte: Autor.

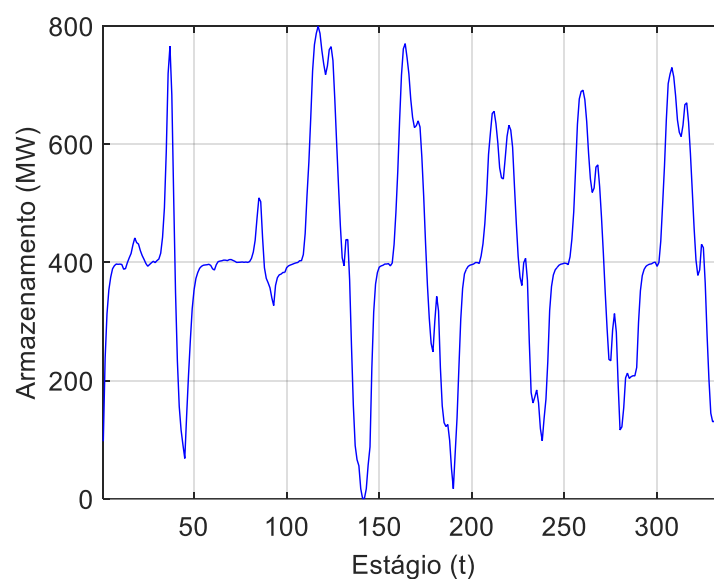
Figura 76 - Avaliação energética da curva de carga



Fonte: Autor.

As curvas de carga e descarga $NA(t)$ do dispositivo de armazenamento são apresentadas na Figura 77. Com essas informações reunidas, foi calculado um dispositivo de 800 MWh de energia armazenada e 180MW de potência.

Figura 77 - Energia durante a simulação do sistema



Fonte: Autor.

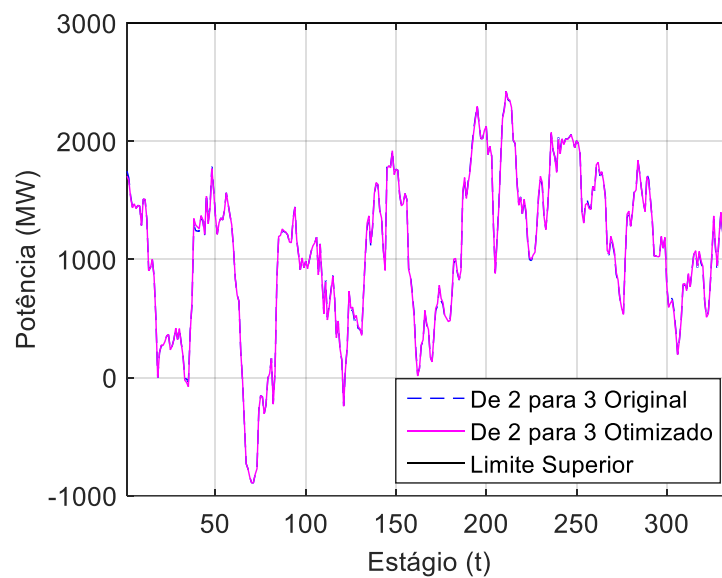
6.2.6 Impactos da otimização da reserva na transmissão

Definido a potência e tamanho do dispositivo, é necessário avaliar o melhor local do sistema de transmissão para instalar o *storage*. A avaliação foi realizada da seguinte forma: caso ocorra uma ultrapassagem do limite de potência do ramo de transmissão, é registrado seu valor em relação ao valor limite. Este valor é contabilizado como indicador de sobrecarga. Então foi realizada uma busca exaustiva barra a barra até encontrar o local que reduz o nível de sobrecarga do sistema.

Simulações mostraram que o melhor local para a operação do equipamento de armazenamento é na barra 20 (Rio Grande do Norte). A Figura 78 e Figura 79 mostram o fluxo de potência com e sem armazenamento para os mesmos locais de transmissão da Figura 71, que foram identificados como de despacho elevado, pelo tamanho do dispositivo dimensionado, seu impacto é bastante reduzido.

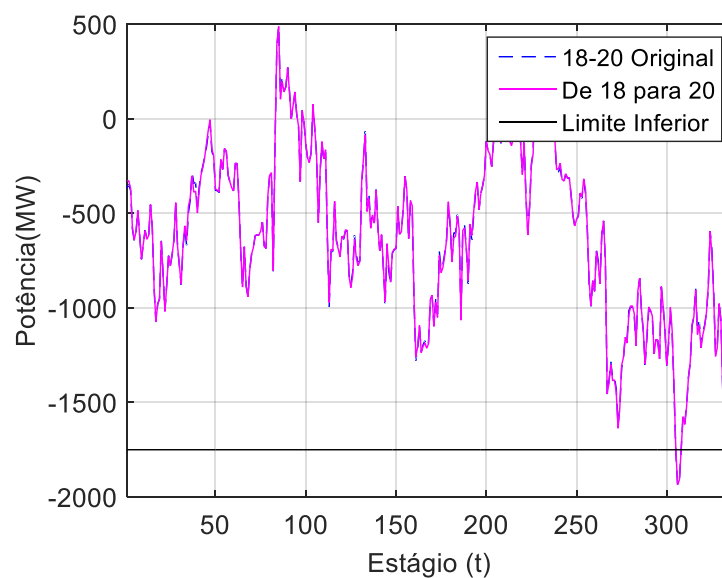
Porém, a Figura 79 mostra a superação das linhas que conectam estes dois *clusters* não foi solucionada, de fato a solução estava com foco apenas na recomposição da reserva.

Figura 78 - Fluxo de potência entre Serra da Mesa e Miracema



Fonte: Autor.

Figura 79 - Fluxo de potência entre Ceará e Rio Grande do Norte



Fonte: Autor.

6.2.7 Solução da sobrecarga na transmissão

Uma das dificuldades apresentadas na subseção 6.2.6 foi oferecer uma solução complementar de armazenamento que atenda as necessidades de transmissão. Para demonstrar a solução deste

problema, foi realizado um estudo considerando a sobrecarga entre os *clusters* Ceará e Rio Grande do Norte.

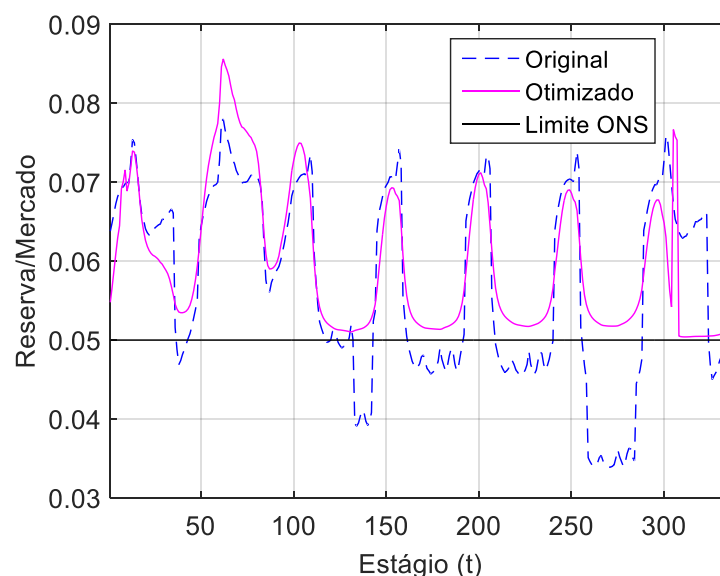
O fluxo atinge 1939 MW por um curto período durante a semana. Em média, registrou-se 618 MW, bem abaixo do limite de 1.750 MW. Ou seja, não será possível detectar pelo uso dos valores médios ou por patamares de carga.

A solução tradicional é a construção de um segundo circuito, no mesmo trecho do primeiro, para permitir a eliminação da restrição. Inclusive, existem métodos para definição dos reforços do sistema de transmissão, considerando restrições de segurança da rede (SEIFU, 1989).

Muito frequentemente esta solução pode não ser viável, pois, é quase impossível construir um modelo que considere todas as restrições do problema. Em virtude destas limitações, os dispositivos de armazenamento podem apresentar um papel importante na expansão da rede (NICK, CHERKAOUI, & PAOLONE, 2018).

A Figura 80 mostra a otimização da reserva operativa considerando também a eliminação da sobrecarga de transmissão. O equipamento deve ser de 670 MW de potência e 2.676 MWh de armazenamento a ser conectado na barra 20 (Rio Grande do Norte).

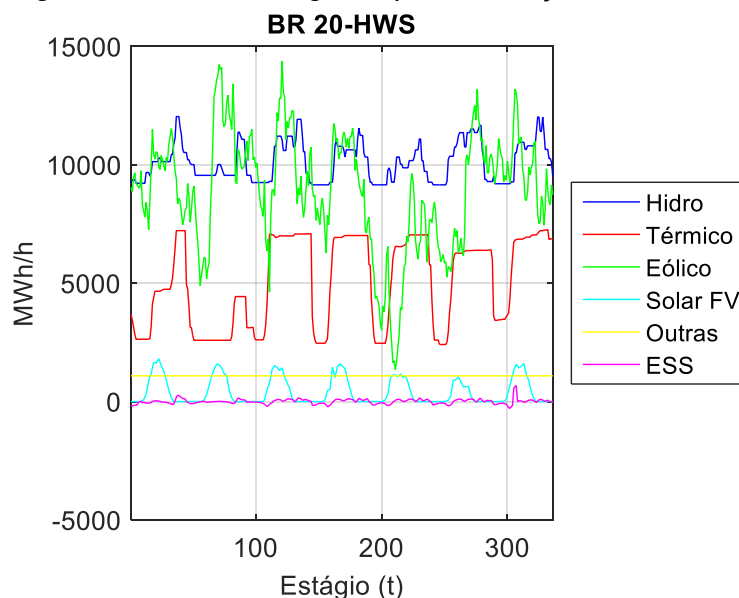
Figura 80 - Otimização da reserva com eliminação da sobrecarga



Fonte: Autor.

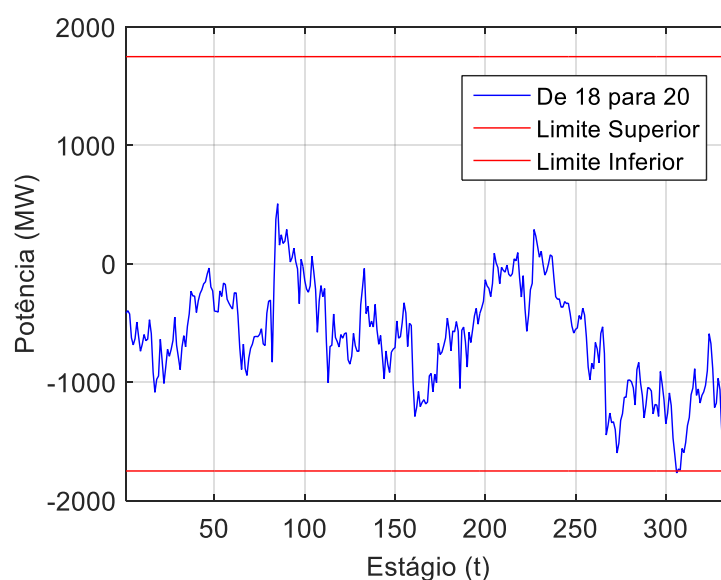
A Figura 81 mostra a curva de armazenamento encontrada e seu relacionamento com as outras fontes de geração. Basicamente, destaca-se a operação dos 670 MW durante a sobrecarga logo após o estágio 300. O fluxo de potência entre as Barras 18 e 20 é apresentado na Figura 82. Demonstra-se que a solução foi eficaz na eliminação da restrição.

Figura 81 - Matriz energética para a solução da sobrecarga



Fonte: Autor.

Figura 82 - Dispositivo de armazenamento para eliminar restrição



Fonte: Autor.

Como foi discutido no Capítulo 4, diversas alternativas tecnológicas podem ser implantadas. Uma estimativa de custo de

instalação de *storage* e transmissão são apresentadas na Tabela 12. Das tecnologias ESS, o ARES não foi contemplado por não apresentar uma estimativa de custo. O armazenamento não é competitivo em comparação com um orçamento da construção de 240 km de linha de transmissão em 500kV. O que melhor se aproxima é a termelétrica CAES, mesmo assim, com um custo quatro vezes maior que uma solução de transmissão.

Tabela 12 - Comparação de alternativas para a expansão

Equipamento	Custo (R\$ x 1000)
LT 500 kV Ceará - R.G. do Norte, CS, 240 km	200.000,00
Termelétrica do tipo CAES tipo CA	800.000,00
Hidrelétrica Reversível	1.200.000,00
Banco de baterias de NaS	3.500.000,00

Fonte: Autor.

6.2.8 Integração de diferentes tipos de armazenamento

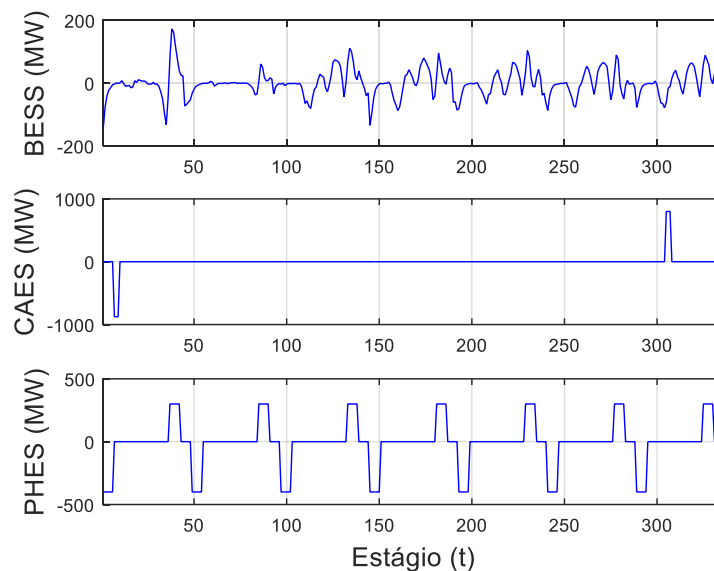
A otimização também deve considerar os impactos de diferentes equipamentos no sistema e como eles interagem entre si (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013).

Em um primeiro caso será mostrado apenas o dispositivo do tipo BESS para recomposição da reserva operativa conforme mostrado na subseção 6.2.5, com 180 MW e 800 MWh. No segundo caso será considerado o equipamento CAES, para a solução da sobrecarga na rede de transmissão, como discutido na subseção 6.2.7, com valor de 670 MW e 2.676 MWh. Por fim, no terceiro caso, além dos dispositivos anteriores citados, será acrescentada uma hidrelétrica reversível (PHES) para atendimento da ponta do sistema. Esta hipótese foi levantada em virtude do estudo da EPE (EPE, 2017) que aponta um déficit de potência de 2.000 MW na carga de ponta no Brasil. Supõe-se que a região em estudo receberá algum investimento neste sentido. Estimou-se um valor de 20% deste total a ser implantado no Nordeste, 400 MW e 1.200MWh.

A Figura 83 mostra cada uma das curvas de armazenamento calculadas anteriormente. Não há obrigatoriedade da operação do

armazenamento com as curvas de projeto, mas apenas quando for necessário ao sistema. Portanto, disponibilizá-lo como reserva é o caminho mais econômico, pois, se aperfeiçoa seu tamanho e seus ciclos de carga e descarga.

Figura 83 - Experimentos para diferentes tipos de armazenamento

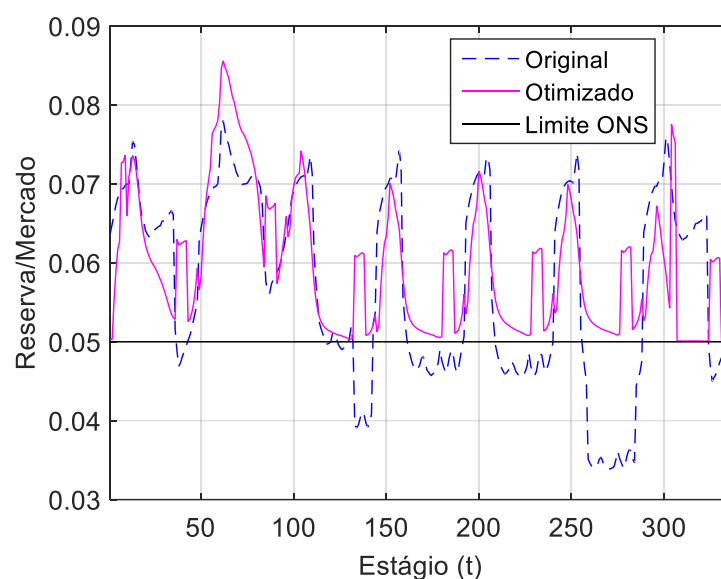


Fonte: Autor.

A Figura 84 mostra a otimização de todo o sistema considerando os diferentes equipamentos de *storage*. Nota-se entre os estágios 50 e 70 um aumento da reserva além da reserva atual. Isto se deve ao processo de carregamento dos dispositivos, aproveitando-se da carga reduzida do sistema neste período.

Ao aproveitar as características de cada equipamento, é necessário 750 MW de potência e 4.300 MWh que parece elevado, mas atende todas as necessidades de carregamento do sistema de transmissão e reserva do sistema. Tecnologias de armazenamento do tipo BESS ainda não apresentam viabilidade econômica, mas, CAES e PHES podem atender esta demanda sem pormenores.

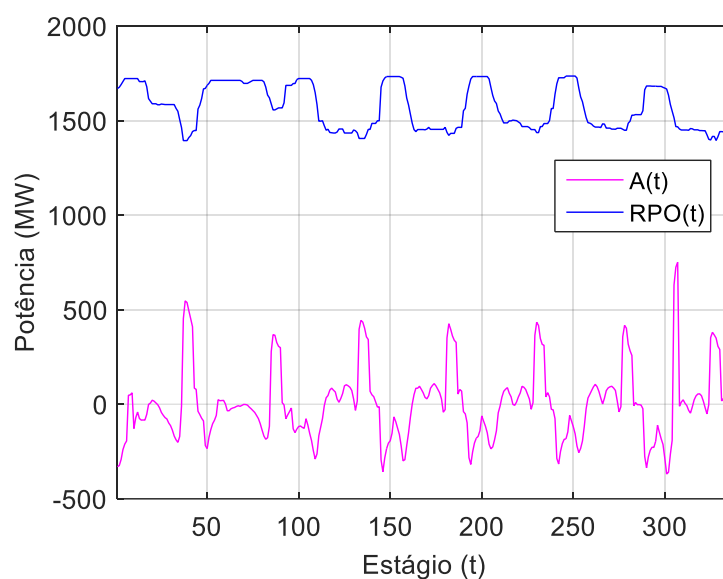
Figura 84 - Otimização considerando diferentes tecnologias



Fonte: Autor.

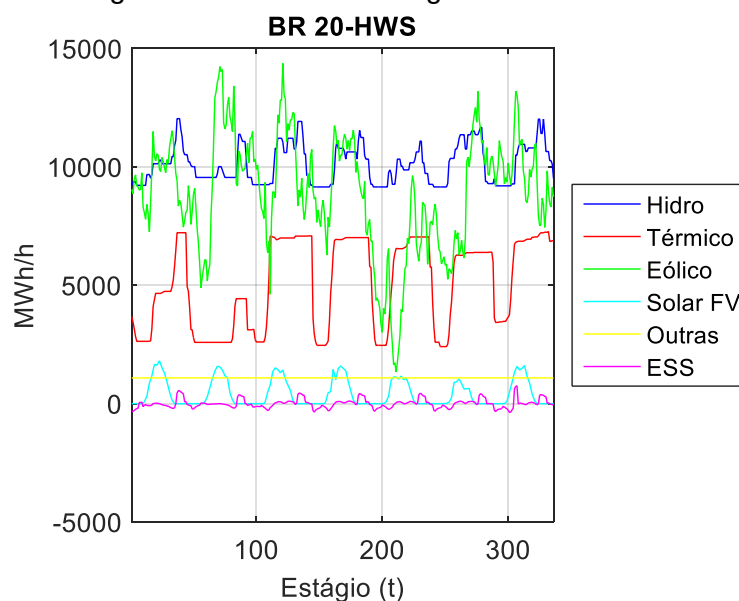
A Figura 85 mostra a reserva operativa e o armazenamento otimizado. É possível perceber a estabilidade da reserva que poderá ser programada com os geradores atuais sem prejudicar as eficiências das máquinas, deixando para os dispositivos de armazenamento (BESS, CAES e PHES) a tarefa de acomodar as fontes renováveis, que é a finalidade para a qual foram projetados. A distribuição dos recursos energéticos continua basicamente a mesma, apenas o destaque para o atendimento a ponta, que visa complementar o momento da saída da geração solar fotovoltaica, reduzindo os efeitos de rampa, ver Figura 86.

Figura 85 - Reserva e armazenamento com diferentes tecnologias



Fonte: Autor.

Figura 86 - Recursos energéticos com armazenamento

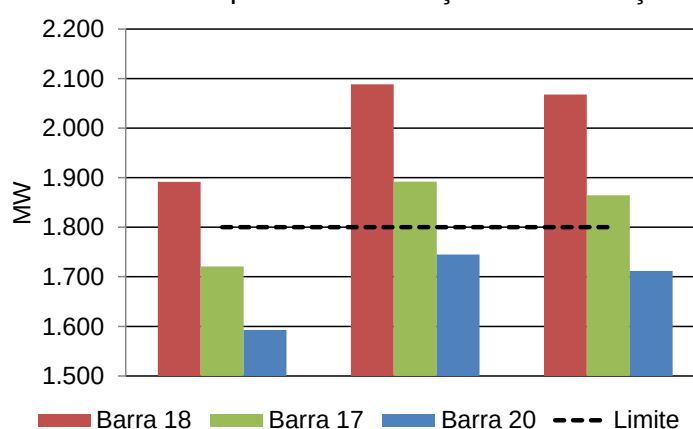


Fonte: Autor.

A localização do dispositivo é muito importante para o desempenho adequado das suas funções. A Figura 82 mostra o fluxo de potência na linha de transmissão que conecta os *clusters* do Ceará e Rio Grande do Norte, onde foi detectado um problema de sobrecarga na subseção 6.2.6. Como solução, indicou-se um dispositivo de armazenamento na subseção 6.2.7 e está localizado na barra 20 (Rio Grande do Norte).

Ao fazer uma sensibilidade em locais próximos ao *cluster* 20, como 18 (Ceará) e 17 (Milagres). Observa-se que não são atendidos os critérios de carregamento máximo. A Figura 87 apresenta uma comparação da localização nas três barras citadas, nas 1h30min consecutivas após a ocorrência da sobrecarga. Portanto, a localização é tão importante quanto a otimização do tamanho e potência do dispositivo, principalmente quando seu objetivo é solucionar o problema de sobrecarga em uma linha de transmissão.

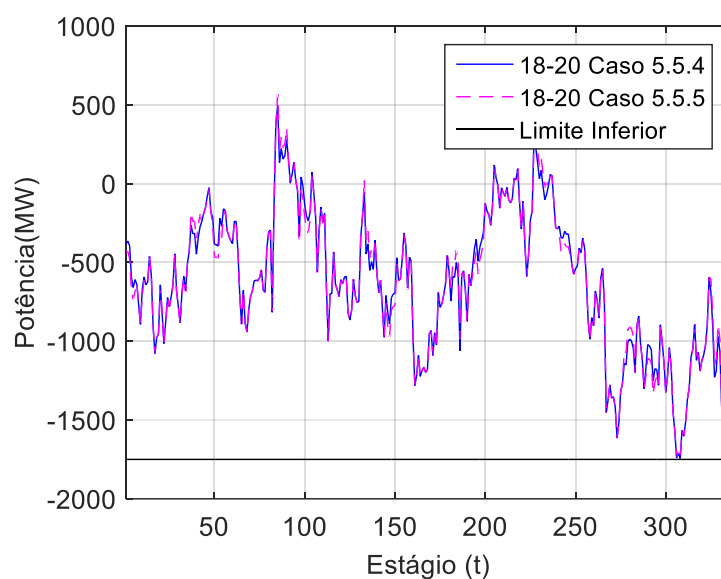
Figura 87 - Fluxo de potência em função da localização do *storage*



Fonte: Autor.

A solução proposta na Figura 83 foi separar o armazenamento, deixando somente o dispositivo do tipo CAES, que foi usado para eliminar a sobrecarga na Barra 20 (R.G. do Norte) e os demais (BESS e PHES) localizados na Barra 16 (Paulo Afonso). Dessa forma, não foram detectadas sobrecargas nas linhas como também atende-se ao problema apresentado como hipótese. Este resultado pode ser verificado na Figura 88. Visualiza-se também uma comparação com a solução na subseção 6.2.7, onde não foram observadas diferenças significativas de fluxo de potência entre as alternativas.

Figura 88 - Eliminação d sobrecarga na transmissão



Fonte: Autor.

6.3 ELABORAÇÃO DE PROJETO DE ARMAZENAMENTO

Com os resultados até então apresentados, obteve-se uma metodologia que considera os requisitos de reserva e o tamanho dos dispositivos de *storage*. Conforme apresentado na seção 6.2, um dos potenciais locais para a colocação de BESS e PHES é na Barra 16 que se localiza na região de Paulo Afonso. Foi realizada uma pesquisa para encontrar a melhor solução para esta região do ponto de vista de projeto.

A decisão de construir a usina de Luiz Gonzaga, com capacidade para abrigar 10 unidades geradoras de 250 MW foi tomada à época da realização dos estudos de viabilidade econômica. Estes estudos indicaram que as premissas de mercado então utilizadas e mudanças estruturais no Parque Gerador Brasileiro a partir do ano de 2000 exigiam a supermotorização de usinas hidrelétricas para o atendimento aos requisitos de ponta do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Das obras pesquisadas, a que mais se encaixa nas exigências do SIN para o ano de 2024 foi a UHE Luiz Gonzaga. Curiosamente elas sobrepõem a principal barreira, que é a formação geológica favorável e

não explorada (TUOHY & O'MALLEY, 2011). Esta usina já se encontra com boa parte das obras civis prontas necessitando basicamente dos equipamentos eletromecânicos. Uma fotografia de sua estrutura interna é mostrada na Figura 89.

Figura 89 - Estrutura interna da ampliação da UHE Luiz Gonzaga



Fonte: Autor.

Surgiu então o questionamento sobre a viabilidade de transformar esta ampliação da usina em uma estrutura reversível, ou seja, serão quatro unidades do tipo motobombas de 150 MW que estão conectadas diretamente aos reservatórios de Luiz Gonzaga e de Moxotó. Para tanto, deve-se avaliar os ganhos energéticos, simular a operação dos reservatórios e o quanto de energia poderá ser disponibilizada.

6.3.1 Avaliação dos ganhos energéticos

A metodologia, diretrizes e processo de implantação e do cálculo da energia e potência assegurada foram definidos conforme nota técnica anexa à portaria do MME Nº 303 (MACEIRA & XAVIER, 2007).

O cálculo da potência garantida é realizado através da análise de potência assegurada através da simulação do histórico das vazões, através do programa SUISHI, para o período crítico, admitindo uma

probabilidade de não atendimento de 5%. Esse procedimento considera também o consumo próprio - CP de 1% e a reserva de potência - RP de 5%.

O cálculo do aumento da garantia física das unidades geradoras baseia-se na técnica de despacho hidrotérmico estático, ou seja, não há previsão da expansão do mercado e da geração (MACEIRA & XAVIER, 2007). O objetivo é avaliar o ganho energético ao atendimento do mercado do Sistema Interligado - SIN. A Tabela 13 mostra os resultados para o cálculo da garantia física com mais quatro máquinas. Este valor mostra que os ganhos de garantia física são muito pequenos quando comparados com a garantia física total da usina.

Tabela 13 - Aumento da garantia física para a reversível

Benefício Energético	MWmed
GF0	978
GF1	1.009
ΔGF	31
GFvigente	959
$GF_{nova} = GF_{vigente} + \Delta GF$	990

Fonte: Autor.

Com relação à potência, o incremento no lastro físico para a ponta é apresentado na Tabela 14. Serão acrescentados 884 MW de potência ao sistema, sendo 65% maior que a configuração atual.

Tabela 14 - Aumento de potência para a reversível

Potência de ponta	MW
Atual (MW)	1.436
Acréscimo	884
Ampliação (MW)	2.234

Fonte: Autor.

6.3.2 Simulação da operação energética

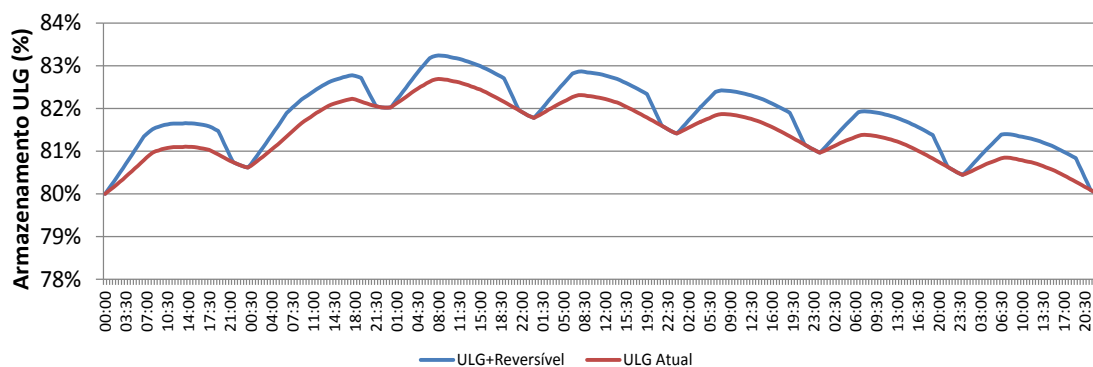
Nesta seção são apresentados os impactos na operação da reversível na cascata do São Francisco. Para não afetar o regime operativo atual, deve-se fixar sua operação de carga e descarga prioritariamente em regime diário.

Para este estudo foram estabelecidas as seguintes premissas:

- Dados de produção energética disponibilizados pelo ONS/PMO de janeiro de 2018 e pela EPE, no documento PDE 2026;
- Operação em ciclo diário;
- Duração máxima do turbinamento: 3h (patamar de carga pesada)
- Duração máxima do bombeamento: 6h (patamar de carga leve)
- Produtividade Específica: 0,008931 MW/m³/s/m
- Rendimento líquido: 75%
- Nível do reservatório de Luiz Gonzaga: 80%
- Curvas de geração típicas, com horizonte semanal, baseada nos dados históricos;

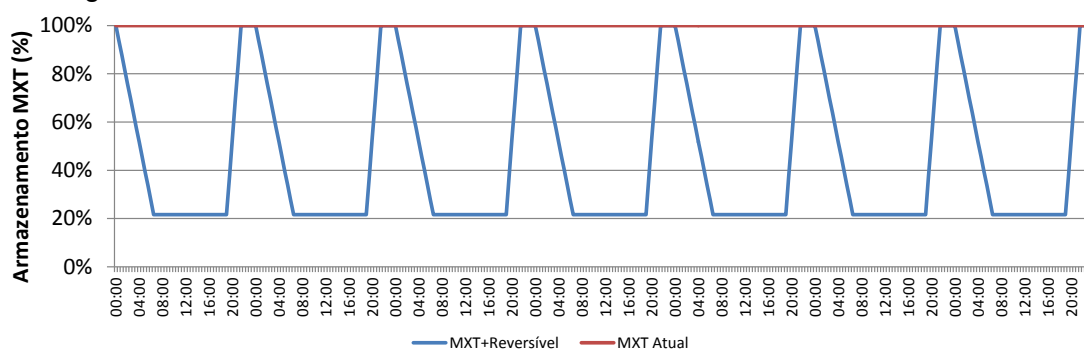
A Figura 90 mostra o perfil de armazenamento da UHE Luiz Gonzaga para um turbinamento de 544m³/s, valor máximo de turbinamento atual da usina, e bombeamento de 209m³/s, que é o bombeamento mínimo para reencher o reservatório em seis horas. Serão necessários 3,2% da capacidade do reservatório de Luiz Gonzaga para a realização da operação reversível. Com um bombeamento de 209m³/s por seis horas é necessário retirar do reservatório de Moxotó 25 hm³. A Figura 91 apresenta curva de operação do reservatório de Moxotó.

Figura 90 - Armazenamento da UHE Luiz Gonzaga



Fonte: Autor.

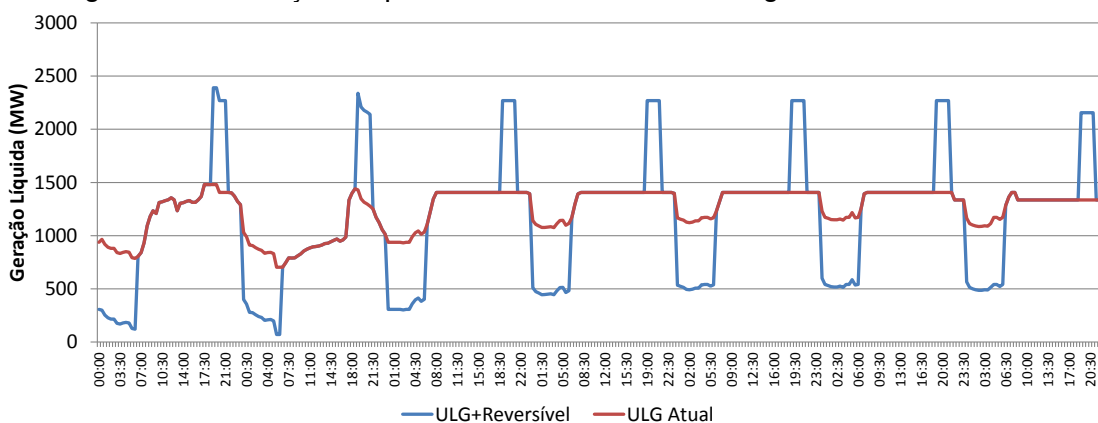
Figura 91 - Armazenamento do reservatório de Moxotó



Fonte: Autor.

A produção de potência está diretamente relacionada ao volume de água disponível em Moxotó. No caso limite, o turbinamento de $544\text{m}^3/\text{s}$ e bombeamento de $209\text{m}^3/\text{s}$ conseguirá extrair 2.389 MW de potência máxima no projeto, como mostrado na Figura 92.

Figura 92 - Produção de potência na UHE Luiz Gonzaga



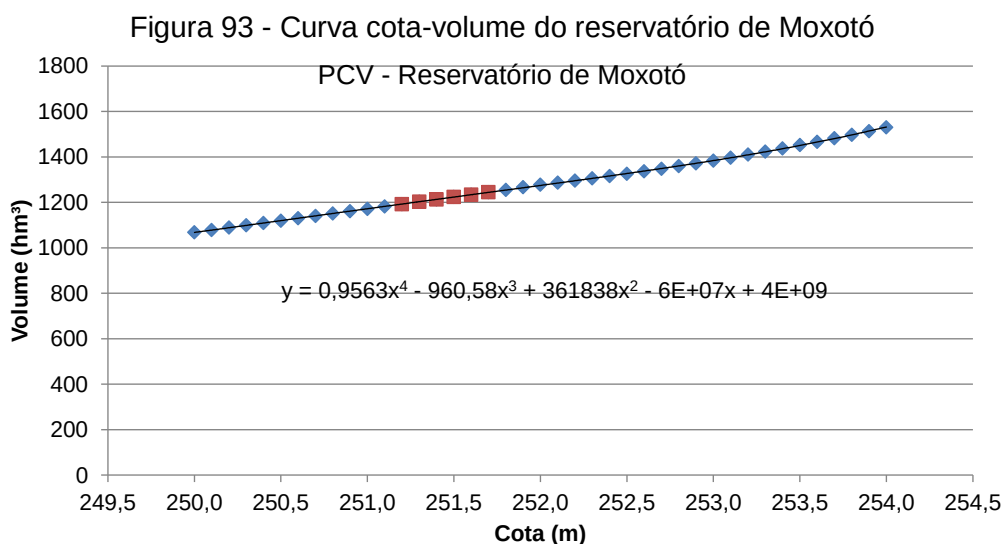
Fonte: Autor.

6.3.3 Energia armazenada

O reservatório de Moxotó atende a usina de Paulo Afonso IV, além das usinas de Apolônio Sales, Paulo Afonso I, II e III. De acordo com a base de dados EPE/ONS este reservatório opera a fio d'água, com capacidade de 1.226 hm³.

Porém, o Manual de Procedimentos da Operação - CD-OR.SF.SFR Rev.17, produzido pelo ONS, mostra uma flexibilidade entre as cotas 251,20m e 251,70m sem alteração de suas características. O volume disponibilizado é cerca de 50 hm³, sendo suficiente para a operação de toda motorização projetada. Este dado pode ser visto na Figura 93.

A seguir, na Figura 94 é mostrada a quantidade de água necessária para a utilização de máquinas com capacidade de turbinamento abaixo dos 544 m³/s. Já na Figura 95, visualiza-se a capacidade de armazenamento hídrico diário em função da vazão de turbinamento.

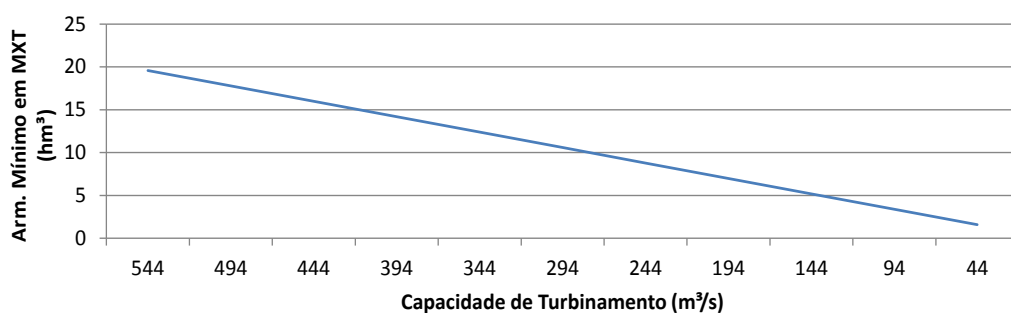


Fonte: Autor.

Estas figuras mostram que o armazenamento hídrico disponibilizado supera a capacidade de qualquer sistema térmico e de baterias, tornando a solução mais viável para sistemas de grande porte. Esta proposta de projeto seria capaz de suprir as necessidades de

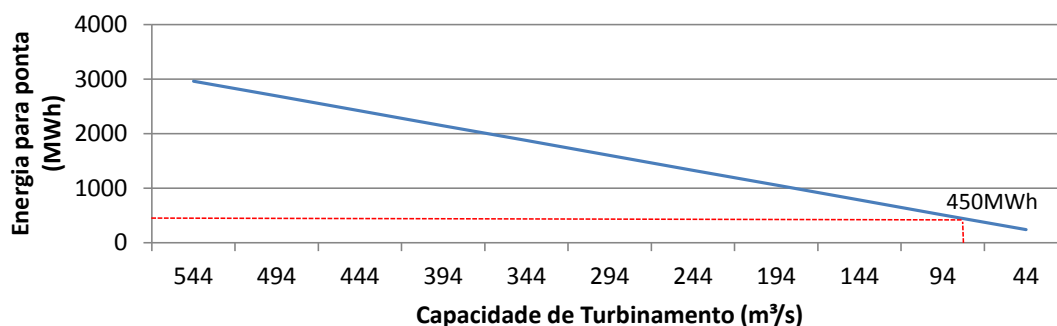
recomposição de reserva para todos os estudos de casos mostrados. Por exemplo, um sistema com 450 MWh de armazenamento pode ser alcançado por um turbinamento de $80\text{m}^3/\text{s}$ e consequentemente $40\text{m}^3/\text{s}$ de bombeamento, que é pouco, quando comparado aos empreendimentos hidrelétricos reversíveis existentes (ANAGNOSTOPOULOS J., 2007) (CANALES, BELUCO, & MENDES, 2015) (EPRI, 2013).

Figura 94 - Armazenamento em função das defluências em ULG



Fonte: Autor.

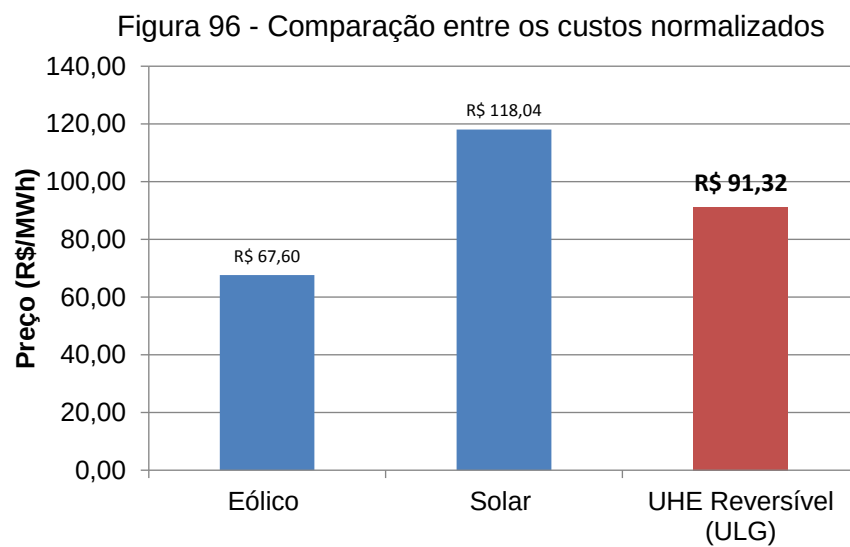
Figura 95 - Energia armazenada na UHE Luiz Gonzaga



Fonte: Autor.

O custo nivelado de energia - LCOE é um cálculo do custo da energia elétrica no ponto de conexão. Serve para comparar o custo de energia elétrica entre equipamentos, incluindo os custos de investimento, operação e manutenção (O&M), desempenho e combustível com taxa de desconto, normalmente a 10%. Fazendo o cálculo do LCOE, obteve-se um valor de R\$ 91,32 R\$/MWh, que é bem

compatível com os preços de contratação de outras fontes convencionais.



Fonte: Autor.

6.4 ANÁLISES DOS RESULTADOS

A diminuição da importância do rio São Francisco para a geração de energia na região Nordeste não é apenas de caráter conjuntural, mas sim estrutural. O aumento da demanda para outros usos da água levará as hidrelétricas para um papel coadjuvante no atendimento das cargas da região. Outras fontes de base poderão substituí-las, como as termelétricas GNL ou até mesmo usinas nucleares. Em qualquer cenário futuro, espera-se uma diminuição da disponibilidade de reserva operativa dentro da região.

Para demonstrar a aplicação da metodologia proposta, foi realizada um estudo das condições de operação atuais (2015-2016). Esta etapa foi necessária para entender como ocorre o processo de determinação de reserva e levantar as informações necessárias para a reprodução dos seus resultados no longo prazo. Foi questionado no início do trabalho o porquê dos sucessivos apagões que ocorreram no sistema no período de 2015 a 2018 e qual a sua relação com a reserva operativa. Este experimento permitiu confirmar as suspeitas de que realmente existia um problema de reserva e se encontra justamente na região mais afetada pelos apagões. Em complemento, foi realizada uma análise dos possíveis impactos do intercâmbio entre as regiões e seu nível de carregamento atual.

A complementação da reserva atualmente está sendo feita por outras regiões através do intercâmbio. Esta solução foi adotada em nosso sistema e evitada por diversos lugares na literatura (STEINKE, WOLFRUM, & HOFFMANN, 2013) (KEYHANI, 2016), seja por questões de confiabilidade ou pelos elevados custos de investimentos.

A solução via recomposição da reserva pode ser realizada com os estudos de alocação na curva de carga e otimização propostas neste trabalho. Seus resultados mostraram que um dispositivo de armazenamento de 185 MW e 450 MWh é suficiente para recompor as necessidades da região.

Estes resultados ajudaram na construção da base de dados da expansão do sistema que foi chamada de BR20HWS. Alguns desafios tiveram que ser contornados, como a incerteza da geração, o cálculo dos requisitos de reserva em função da integração das fontes renováveis.

As informações coletadas no Plano Decenal PDE se mostraram insuficientes para a evolução do sistema, pois, não conseguiram capturar os efeitos da redução dos requisitos de potência na elaboração do plano de expansão. A proposta de abordagem metodológica visa atender as novas demandas, mas sem abandonar as ferramentas atuais.

Porém, ainda há um grande passo na pesquisa que é construir um modelo que consiga agregar todas as variáveis envolvidas no planejamento da geração e transmissão.

O plano decenal PDE serviu de referência para a reprodução e validação dos resultados (EPE, 2017). Concluiu-se que a recomposição da reserva local é o caminho natural para a redução das incertezas das renováveis.

A inclusão dos clusters traz uma visão mais detalhada dos fluxos de potência e sua aplicação na análise dos planos energéticos é nova e desafiadora para os agentes do setor. O intercâmbio e as demais variáveis em horizonte horário transformam o problema de otimização da reserva num sistema de grande porte. Para a solução, poderão ser aplicados métodos como os pontos interiores (WRIGHT, 2004) (CASTRO, SARAIVA, & SOUSA, 2016), algoritmos genéticos e redes neurais (NETO, 2010) (AQUINO, 1999) (GAING, 2003).

A solução para o ano de 2024 (BR20HWS) apontou um dispositivo de 180 MW e 800MWh que em termos de potência se aproxima bastante dos resultados calculados para o ciclo 2015-2016, mas em termos de energia o montante é quase o dobro da necessidade atual. Este resultado pode ser entendido como resultado do aumento da geração eólica e de usinas a fio-d'água.

Os experimentos mostraram a necessidade do uso do armazenamento para o atendimento das condições energéticas. Para a escolha da tecnologia e análise dos custos e benefícios foram estudadas

duas situações: a primeira, como provedor de reserva operativa sistêmica; e a segunda, como redutor das sobrecargas provocadas pelo sistema de transmissão (BREKKEN, et al., 2011).

A simulação horária é uma importante ferramenta no planejamento futuro. Complementando as já bem sucedidas análises mensais (CONNOLLY, 2010) (SORIANO, 2016), a alocação na curva de carga fornece subsídios para avaliação das sobrecargas de transmissão e requisitos de reserva em cada subárea sendo possível respeitar as restrições e os aspectos de complementariedade das fontes hídricas, eólicas e solares (TRADEWIND, 2009).

Visualiza-se um grande desafio para o sistema de transmissão. Conforme mostrado, o fluxo na interligação poderá variar de 1.000 MW até 17.000 MW durante o ano. Como se trata do lastro de reserva brasileiro são geradas dúvidas quanto à sua eficácia e sua confiabilidade.

Na base BR20HWS constatou-se também que o impacto no sistema de transmissão é muito pequeno para reduzir o carregamento das linhas. Propôs-se então uma análise do tamanho do dispositivo que elimine o carregamento entre duas regiões. Os resultados mostraram que o dispositivo deverá ter 670 MW e 2.676 MWh, que a torna inviável economicamente. Outros benefícios podem ser contabilizados, como o suporte de tensão oferecido na região onde for instalado.

Nesta mesma base de dados foi realizado a integração de diferentes dispositivos de armazenamento e como seu comportamento influenciará na rede. Aproxima-se muito do conceito de sistema virtual de armazenamento de energia - VESS (NICK, CHERKAoui, & PAOLONE, 2018). A metodologia mostrou-se robusta e permite a inclusão de diferentes curvas para a otimização da reserva. Neste caso, foram escolhidos três dispositivos que devem ser alocados em pontos estratégicos para a eliminação de três problemas: sobrecarga da rede, reserva operativa e atendimento à ponta. A solução completa aponta para um dispositivo de 750 MW de potência e 4.300 MWh em 2024. Mesmo com a otimização dos recursos, é provável que mais de um

equipamento de armazenamento seja integrado a rede neste horizonte de tempo.

Os requisitos de reserva calculados estão compatíveis com a literatura consultada, mas algumas constatações devem ser registradas: O operador da Rede da Espanha – REE determina valores bem reduzidos, o que deve estar relacionado à quantidade de conexões que a Espanha apresenta com outros países da União Europeia.

Alguns pesquisadores associam a presença da geração eólica e hidrelétrica como complementares (BREKKEN, et al., 2011), o que torna os países Nórdicos como estratégicos para a operação do sistema Europeu. O perfil da geração hidrelétrica destes países está associado ao degelo das montanhas, sendo diferenciado em relação às condições brasileiras.

Outros operadores apresentam baixos índices de reserva. O NYISO é outro exemplo de pequena alocação de reserva, apenas 2% da carga de ponta. Neste caso, a matriz energética é basicamente formada por termelétricas com baixa participação de fontes renováveis, o que justifica seu baixo valor.

Já o operador brasileiro (ONS) é mais conservador ao tratar da reserva. De fato, a participação maior que 60% de hidrelétricas justifica essa preocupação. Além de utilizar uma abordagem probabilística estabelece um requisito mínimo de 5% de reserva.

Neste trabalho, não se estabeleceu uma diferenciação entre as reservas primárias secundárias e terciárias, pois, esta decisão de alocação no tempo depende das necessidades e da estrutura de controle do operador durante a programação da operação.

O objetivo do planejador é oferecer um sistema com uma viabilidade operacional e com folga suficiente para o remanejamento de equipamentos em situações de indisponibilidades.

Existem outras formas para determinar os requisitos de reserva, como a análise de confiabilidade, mas a metodologia escolhida teve uma abordagem satisfatória em comparação com os critérios dos operadores.

Por fim, foram pesquisadas tecnologias com potencial para a inclusão no sistema. Conclui-se que qualquer uma das alternativas

tecnológicas é viável, contudo, dispositivos ARES dispõem de menores impactos globais e custos próximos às hidrelétricas de bombeamento, sendo uma alternativa promissora, mas que esbarra nas informações sobre uma aplicação prática. Foi estudada a utilização de uma usina hidrelétrica reversível (PHES) que apresenta um potencial para fornecer mais de 880 MW de potência e 3.000 MWh de energia, sendo suficiente para atender a demanda da região. A única ressalva será por conta da localização que não é a melhor para o sistema, sendo uma limitação do projeto.

7 CONCLUSÃO

É primordial que os modelos de planejamento, operação e liquidação/comercialização de energia no curto prazo, reproduzam de maneira realista a forma como o sistema brasileiro foi planejado e é operado, no qual se reconhece que o armazenamento desempenha um papel elementar como redutor das incertezas das fontes renováveis.

Os atuais modelos hidrotérmicos apresentam limitações na representação de grandes blocos de energias renováveis. Nesses modelos, o planejamento da geração eólica e solar é reduzido a partir da carga, não sendo considerado na otimização do despacho. Simulação horária, representação de transmissão e determinação das curvas de cargas são críticas na construção de um novo modelo. Durante o período de transição, uma modelagem híbrida pode ser a melhor alternativa para avaliação futura dos requisitos de reserva, evitando que o operador não apresente recursos suficientes para a operação segura do sistema.

A análise dos requisitos de reserva está ganhando importância e sua estimativa no planejamento é tratada como um requisito secundário. Mostrou-se a sua conexão com os recentes eventos de cortes de carga e como há um déficit de potência no sistema.

O desafio enfrentado na pesquisa foi agregar o profundo conhecimento desenvolvido em diferentes áreas: otimização hidrotérmica, transmissão e controle carga-frequência, de modo que possam interagir em uma única base, a Reserva Operativa. Seus resultados mostram que foi possível criar um método capaz de avaliar cada uma das restrições nas distintas áreas de conhecimento.

Para isso, a metodologia usa uma representação adequada das fontes renováveis e os resultados mostram consistência e aplicabilidade em diversas situações. Propõe-se uma análise de *clusters* para simular o sistema futuro para determinar a localização e o dimensionamento do sistema adequado da reserva.

Se uma reserva adicional for necessária, ela poderá ser realizada com dispositivos de armazenamento. De acordo com estudos de caso

apresentados, sistemas de grande porte (BR20HWS) requerem uma solução mais robusta, como usinas hidrelétricas reversíveis. As baterias de lítio devem priorizar as soluções locais (IEEE 14-HWS). Espera-se que a metodologia possa ser aplicada em outras regiões e possam proporcionar a integração da energia eólica *offshore* em outros sistemas interligados.

A reserva operativa é o elemento chave na manutenção do equilíbrio carga-geração por variações de fontes renováveis. Contudo, não deve ser calculada somente com base nos requisitos da carga, mas através do conjunto carga, geração e intercâmbio, considerando a diversidade dos padrões envolvidos.

A avaliação do sistema de transmissão foi determinada usando critérios heurísticos (BR20HWS), o que não impede o uso de parâmetros mais sofisticados. Neste estudo, os *clusters* são fundamentais para a avaliação de possíveis restrições de geração e transmissão não visualizadas em modelos puramente energéticos. Desta forma, busca-se evitar o aumento sucessivo dos custos setoriais, reduzindo as exigências de reservas adicionais e promovendo uma expansão mais eficiente.

O sistema de transmissão não foi significativamente afetado pela inserção de armazenamento de energia, mas é um importante componente para a localização ótima dos equipamentos.

Os custos de implantação e operação de um sistema de armazenamento ainda é muito oneroso, quando comparados a outras alternativas, espera-se que o emprego de novas tecnologias possam viabilizá-los economicamente.

Com as informações prospectadas, foi proposto o desenvolvimento de um projeto de uma usina reversível (PHES), sendo demonstrada sua viabilidade técnica e como calcular seus benefícios. Este estudo é bastante promissor para sua implantação e encontra-se em desenvolvimento do projeto básico.

A seguir, são sintetizadas as contribuições da pesquisa e a sugestão para trabalhos futuros.

7.1 CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA

Os principais resultados deste trabalho podem ser resumidos em:

- Abordagem estruturada da metodologia de planejamento da expansão considerando o despacho hidrotérmico, as condições de atendimento horário do sistema e requisitos de reserva, que pode ser usada como uma estrutura para apoiar decisões de expansão;
- Realização do estudo de planejamento considerando a geração e transmissão, como a reformulação dos critérios de expansão para a nova realidade do sistema brasileiro, mas que pode ser adaptado a diferentes sistemas de energia e períodos;
- Avaliação das relações entre o armazenamento de energia e os requisitos de reserva em sistemas interligados de grande porte, com o estudo da literatura buscando um método de otimização mais adequado para a solução e estabelecendo uma sólida teoria de reconhecimento internacional;
- Uma descrição dos impactos da integração da energia eólica e solar em larga escala nos sistemas, descoberta dos padrões intrínsecos, avaliação das características das curvas de carga e de permanência, de forma a contribuir com avanços na área;
- Elaboração uma proposta pioneira para o desenvolvimento de um dispositivo de armazenamento a ser instalado na região Nordeste do Brasil com tamanho adequado para atender aos requisitos futuros da geração renovável;
- Extensa pesquisa de dados relativos ao Brasil, caracterizando futuras possibilidades de tecnologias de geração, usinas atualmente em operação e perspectivas para a demanda;
- Intensificação das interações institucionais com os agentes planejador (EPE), operador (ONS) e regulador (ANEEL) do

setor elétrico brasileiro e com grupos de pesquisa, a partir dos tópicos de interesse comum que integram o projeto.

7.2 TRABALHOS PUBLICADOS

7.2.1 Submissão em jornal internacional

1. SANTOS, S. P.; AQUINO, R. R. B.; NOBREGA NETO, O.. . A Proposal for Analysis of Operating Reserve Requirements Considering Renewable Sources on Supergrids. **ELECTRICAL ENGINEERING (BERLIN)**, (Submetido em 2018).

7.2.2 Capítulo de livro

2. SANTOS, S. P.; AQUINO, R. R. B.; NOBREGA NETO, O.. . Metodologia para o planejamento da expansão considerando a inserção de geração eólica em larga escala na matriz elétrica nacional. **Energia Elétrica e Sustentabilidade**, v. 1, p. 213-224, 2018.

7.2.3 Artigos em revistas nacionais

3. SANTOS, S. P.; MELO, P. A.; AQUINO, R. R. B. ; TORRES, G. L. ; OLIVEIRA, A. C. C. ; NOBREGA NETO, O. ; LIRA, M. M. S.; ZAMBRONI, A. C.; MELO, R. N. Desenvolvimento de Metodologia para Planejamento Integrado Eletro-energético da Região Nordeste. **P&D: REVISTA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DA ANEEL**, v. 7, 2017.
4. SANTOS, S. P.; MELO, P. A.; FREIRE, A. R. F. ; ALVES, F. R. ; PINTO, M. S. L. . Planejamento da Expansão considerando a inserção de geração eólica em larga escala na matriz elétrica nacional. **O Setor Elétrico**, v. 1, p. 56-59, 2016.

7.2.4 Publicações em congressos

5. SANTOS, S. P.; AQUINO, R. R. B.; MELO, P. A.; NOBREGA NETO, O. . Benefícios da Expansão de

- Disponibilidade de Potência e as Tarifas Diferenciadas por Horário. **In: XIV Sepope - Symposium of Specialists in Operation Planning and Electrical Expansion**, 2018, Recife. Anais do XIV SEPOPE, 2018.
6. SANTOS, S. P.; NOBREGA NETO, O. ; AQUINO, R. R. B.. Proposta de inserção do armazenamento não convencional no planejamento da expansão. **In: XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2017, Curitiba-PR.
 7. SANTOS, S. P.; MELO, P. A.; AQUINO, R. R. B. . Planejamento da Geração e Transmissão considerando Multiareas Energéticas. **In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, 2016, Gramado-RS.
 8. SANTOS, S. P.. Análise do comportamento da energia natural afluyente empregando técnicas adaptativas, Puerto Iguazú. **Anais - XVI Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, 2015** – Melhor trabalho do Comitê de Planejamento e Economia do Cigré Latin American.
 9. SANTOS, S. P.; ALVES, F. R. ; MELO, P. A. ; FREIRE, A. R. F. ; PINTO, M. S. L. . Metodologia para o planejamento da expansão considerando a inserção de geração eólica em larga escala na matriz elétrica nacional. **In: XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**, 2015, Foz do Iguaçu.
 10. SANTOS, S. P.; MACHADO, E. M. Metodologia de alocação da geração eólica na curva de carga: Estudo de caso na região Nordeste do Brasil. **In: Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, 2014, Foz do Iguaçu.

7.3 TRABALHOS FUTUROS

Os resultados descritos anteriormente mostram que muito trabalho foi desenvolvido, mas, ainda há muito a ser feito e a continuidade desta pesquisa é fundamental para:

- Determinação de clusters usando algoritmos adaptativos, bem como descobrir padrões intrínsecos, avaliando o método que melhor se adapta à forma de carga e geração;
- Revisão do problema de otimização do despacho hidrotérmico com a inclusão da minimização da reserva de potência e as equações de fluxo de potência do sistema de transmissão;
- Determinar via fluxo de potência ótimo o local mais adequado para a inserção do dispositivo de armazenamento que forneça outros benefícios como controle de frequência e estabilidade de tensão;
- Avaliar o despacho por máquina e modelos de controle para o balanço carga-frequência e distribuição das reservas primárias e secundárias.
- Revisar a bibliografia sobre tecnologias de armazenamento buscando novos arranjos e características que venham a proporcionar ganhos ao sistema.

REFERÊNCIAS

- AMARANTE, O. A., & BROWER, M. Z. (2001). Atlas do potencial eólico brasileiro. In **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Ministério de Minas e Energia Eletrobras.
- ANAGNOSTOPOULOS J., P. D. (2007). Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant. **Energy Conversion & Management**, Vol.48, pp.3009–3017.
- AQUINO, R. R. (1999). Redes neurais artificiais: Uma aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração. **IV Brazilian Conference on Neural Networks**, pp. 164–169.
- BACALTCHUK, J. S., BRANCO, G. A., BACALTCHUK, C. M., & PLATCHECK, I. (Agosto de 2014). **Usinas hidrelétricas por bombeamento e/ou reversíveis**. Fonte: Seminario Tecnico sobre Reversíveis: http://www.eln.gov.br/opencms/export/sites/eletro_norte/seminarioTecnico/arquivos/Lista_Potenciais_Hidraulicos.pdf
- BILLINTON, R. N., & ALLAN, R. (1996). **Reliability Evaluation of Power Systems 2nd ed.** New York: Plenum.
- BREKKEN, T., YOKOCHI, A., JOUANNE, A. V., YEN, Z., HAPKE, H., & HALAMAY, D. A. (2011). Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications. **IEEE Trans. Sustainable Energy**, vol.2, no.1, pp.69-77.
- BROWER, A. S. (2014). Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 33, 443-466.
- CANALES, F. A., BELUCO, A., & MENDES, C. A. (2015). Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)** v. 19, n. 2, p. 12.
- CANBING LI, e. a. (2015). Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: a specific example in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 41, 1067-1079.
- CARNEIRO, A. A. (1991). *Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Campinas: Tese de Doutorado, Unicamp.
- CASTRO, B. H., & FERREIRA, T. T. (2010). **Veículos elétricos: aspectos básicos, perspectivas e oportunidades**. BNDES Setorial, n. 32, p. 267-310.

- CASTRO, M. S., SARAIVA, J. T., & SOUSA, J. C. (2016). Application of the Matlab® Linprog function to plan the short term operation of hydro stations considered as price makers. **IEEE 13th International Conference**.
- CHENG, M., SABAH, S., & WU, S. J. (2017). Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response. **Applied Energy**, Volume 194, 15 May 2017, 376-385.
- CHRISTIE, R. (06 de June de 2018). **Power Systems Test Case Archive**. Fonte: http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm
- CLODOMIRO, U. e. (2009). Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação Considerando Critérios Multi-objetivos – MELPM. **Anais do Seminário nacional de transmissão e produção de energia**. Recife, Brasil.
- CONNOLLY, D. e. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. **Applied Energy** 87.4, p 1059-1082.
- CORDEIRO, L. (2015). **Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro com Foco nas Emissões de CO2**. Recife: PPGE - Universidade Federal de Pernambuco, Tese de Doutorado.
- COSTA, C. L. (2014). **Participação de geradores eólicos no controle de frequência e Inércia**. Campina Grande (PB): Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande.
- COSTA, R. C., & PIEROBON. (2008). Ernesto Costa. Leilão de energia nova: análise da sistemática e dos resultados. **CADERNOS DO BNDES**.
- DE ALENCAR, C. A., STEDILE, R., & JUNIOR, J. U. (2018). ESTUDO DA COMPLEMENTARIEDADE DA GERAÇÃO DE ENERGIA ENTRE AS FONTES SOLAR E HIDRÁULICA. **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS, 2018**.
- DIAS, M. V., BORTONI, E. d., & HADDAD, J. (2016). **Geração Distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Itajubá: Tese de Mestrado - Universidade Federal de Itajubá.
- DÍAZ-GONZÁLEZ, F. S.-B.-R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and sustainable energy reviews**, 16(4), 2154-2171.

- DIVYA, K., & ØSTERGAARD, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems - An overview. **Electric Power Systems Research**, Vol.79, pp.511-520.
- DOERTHY, R., & O'MALLEY, M. (2005). A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity . **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 587-595.
- DRURY, E., DENHOLM, P., & SIOSHANSI, R. (2011). The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. **Energy**, v. 36, n. 8, p. 4959-4973.
- ELA, E. e. (2010). Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies. **Power and Energy Society General Meeting, IEEE**.
- EPE. (2017). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Ministério de Minas e Energia – MME.
- EPRI. (2013). **Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. SANDIA REPORT, SAND2013-5131/DOE.
- EUROPEAN, C. (2000). Amended Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market. **European Concil**, Brussels.
- FERNÁNDEZ-PÉREZ, J.-C., FRANCISCO, M., ECHAVARREN, C., & RODRIGUEZ, L. R. (2018). On the convergence of the sequential power flow for multiterminal VSC AC/DC systems. **IEEE Transactions on Power Systems** 33.2 , 1768-1776.
- FERREIRA, P. V. (2008). **Electricity power planning in Portugal: the role of wind energy**. Guimarães (POR): Universidade do Minho.
- FORTUNATO, L. A. (1990). **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Universidade Federal Fluminense.
- FOWLIE, M. (2016). **The Duck has Landed**. Fonte: University of California Berkley: <https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>
- GAING, Z.-L. (2003). Particle Swarm Optimization to Solving the Economic Dispatch Considering the Generator Constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 18, n. 3, pp. 1187-1195.

- GARVER, L. L., VAN HORNE, P. R., & WIRGAN, K. A. (1979). Load Supplying Capability of Generation-Transmission Networks. **IEEE trans. on PAS**, Vol PAS-98, No 3.
- GORENSTIN, B. G. (1991). Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints. **Power Industry Computer Application Conference**.
- GRANVILLE, S. e. (2003). Stochastic optimization of transmission constrained and large scale hydrothermal systems in a competitive framework. **Power Engineering Society General Meeting, IEEE**, p. 1101-1106.
- GRIGG, C., WONG, P., ALBRECHT, P., ALLAN, R., BHAVARAJU, M., BILLINTON, R., . . . SINGH, C. (1999). The IEEE reliability test system—1996. **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 14, no. 3, Aug. 1999, pp. 1010–1018.
- HAFFNER, S. G. (1999). Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica considerando Múltiplos Estágios. **Anais do XV Seminário nacional de transmissão e produção de energia elétrica**.
- HEIDE, D. e. (2010). Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. **Renewable Energy**, v. 35, n. 11, p. 2483-2489.
- HOLLANDA, J. B. (2003). O potencial da Geração Distribuída. **Revista Eletricidade Moderna**, p.220.
- HOLTTINEN, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B. O., Olav, J. T., Estanqueiro, A., . . . van Hulle, F. (2011). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. **Wind Energy**, v. 14, n. 2, p. 179-192.
- HUNT, J., FREITAS, M., & PEREIRA JUNIOR, A. (2016). Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais combinadas com hidrelétricas em cascata e seus benefícios para a gestão de recursos hídricos e do setor elétrico brasileiro. **Sustentabilidade em Debate - Brasília**, v. 7, n.3,, p. 18-33.
- KARMARKAR, N. A. (1984). A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming. **Combinatorica (4)**, 373–395.
- KIRBY, B. J. (2003). **Spinning reserve from responsive loads**. United State: Department of Energy.

- KRISTENSSON, J. (29 de May de 2017). **Ny Teknik**. Fonte: Stora utsläpp från elbilarnas batterier: <https://www.nyteknik.se/fordon/stora-utslapp-fran-elbilarnas-batterier-6851761>
- KUNDUR, P. (1994). **Power system stability and control**. Electric Power Research Institute.
- LABADIE, J. W. (2004). Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the- Art Review. **Journal of Water Resources Planning and Management**, vol. 130, n.2, pp. 93-111.
- LEE, S. T., HICKS, K. L., & HNYLICZA, E. (1974). Transmission Expansion by Branch-And- Bound Integer Programming with Optimal Cost-Capacity Curves. **IEEE PES winter meeting**.
- LEITE, A. P., FALCÃO, D. M., & BORGES, C. L. (2006). Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 17, n. 2, p. 177-188.
- LETCHER, T. M., LAW, R., & REAY, D. (2016). **Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources**. Elsevier.
- LUND, H., & SALGI, G. (2009). The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 5, p. 1172-1179.
- MACEIRA, M. E., & XAVIER, L. N. (2007). Aprimoramento para o cálculo da energia assegurada. **Anais do XIX Seminário nacional de transmissão e produção de energia elétrica**.
- MACEIRA, M., & PINEIRO, e. a. (2002). Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system. **Proceedings of the Power System Computation Conference-PSCC. Vol. 2**.
- MARQUES, J. A. (2015). **Hidroelectricidade e Barragens Reversíveis: Panorama actual**. Dissertação de mestrado. Faculdade de Ciências da Universidade do Porto.
- MEHROTRA, S. (1992). On the implementation of a primal dual interior point method. **SIAM J. on Optimization** (2), 575–601.
- NANDALAL, K. D. (2007). **Dynamic Programming Based Operation of Reservoirs: Applicability and Limits**. New York: Cambridge University Press.
- NASCIMENTO, T. C., DE MENDONÇA, A. T., & DA CUNHA, S. K. (2012). Inovação e sustentabilidade na produção de energia: o

caso do sistema setorial de energia eólica no Brasil. **Cadernos EBAPE. BR**, v. 10, n. 3, p. 630-651.

NETO, O. N. (2010). **Sistemas inteligentes híbridos baseados em redes neurais recorrentes e regras heurísticas aplicados ao despacho ótimo de geração**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Pernambuco.

NICK, M., CHERKAOUI, R., & PAOLONE, M. (2018). Optimal planning of distributed energy storage systems in active distribution networks embedding grid reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1577-1590.

NYISO. (2007). **State of the market report 2008**. New York ISO.

ONS. Fonte: **Procedimentos de Rede**, Módulo 18-Submódulo 18.2: <http://www.ons.org.br/procedimentos/>

ORTEGA-VAZQUEZ, M. A., & KRISCHEN, D. S. (2009). Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 1, p. 114-124.

PEITZKE, W. R. (2013). **Utility scale electric energy storage system**. U.S. Patent n. 8,593,012, 26 nov. 2013.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., DE ABREU, S. L., & RUTHER, R. (2006). **Atlas brasileiro de energia solar** (Vol. 1). Inpe.

PEREIRA, M. (2017). **Otimização dos níveis de reserva girante em sistemas de geração com elevada penetração de energias renováveis**. Juiz de Fora: CEFET-MG, Dissertação de mestrado.

PEREIRA, M. V. (1985). Decomposition Approach to Automated Generation/Transmission Expansion Planning. **IEEE trans on PAS**, Vol. 104, No 11.

PEREIRA, M. V., & PINTO, L. M. (1985). Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. **Water Resources Research**, v.21, n° 6, p779-92.

RAGHUVANSHI, S. P., CHANDRA, A., & RAGHAV, A. K. (2006). Carbon dioxide emissions from coal based power generation in India. **Energy Conversion and Management** v. 47, n. 4, p. 427-441.

RAMOS, D. S. (2015). Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro. **Revista USP**, n. 104,, p. 103-124.

- RASTLER, D. (2010). **Electric Energy Storage Technology Options: A Primer on Applications, Costs and Benefits**. Palo Alto, CA: PI: EPRI Report ID 1020676.
- REE. (08 de 2018). **Procedimiento de operación P.O.-1.5 Reserva regulación**. Fonte: Red Eléctrica de España REE: http://www.ree.es/index_ope.html
- REGO, E. E. (2012). **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações**. Tese de Doutorado. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- RINGEL, M. (2006). Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. **Renewable energy**, v. 31, n. 1, p. 1-17.
- ROBIN G., R. M. (2004). Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable. **Systèmes et applications des technologies de l'information et de l'énergie, (UMR 8029 CNRS)**. ENS Cachan (France).
- SALES, W. (2009). **Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica**. Itajubá: Tese de Doutorado - Universidade Federal de Itajubá.
- SAN MARTÍN, J., ZAMORA, I., SAN MARTÍN, J., APERRIBAY, V., & EGUÍA, P. (2011). Energy Storage Technologies for Electric Applications. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)**. Las Palmas de Gran Canaria (Spain).
- SANTOS, S. P., MELO, P. A., & AQUINO, R. R. (2016). Planejamento da Geração e Transmissão considerando Multiareas Energéticas. **X CBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**. Gramado-RS.
- SANTOS, S. P., MELO, P. A., AQUINO, R. R., TORRES, G. L., OLIVEIRA, A. C., NOBREGA NETO, O., . . . MELO, R. N. (2017). Desenvolvimento de Metodologia para Planejamento Integrado Eletro-energético da Região Nordeste. **P&D REVISTA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DA ANEEL**, v. 1, p. 10.
- SANTOS, S., & MACHADO, E. (2014). Metodologia de alocação da geração eólica na curva de carga Estudo de caso na região Nordeste do Brasil. Foz do Iguaçu: **Anais do Encontro Regional del CIGRÉ**.

- SCHEIDER JR, A. (1999). The IEEE reliability test system—1996. **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 14, no. 3, 1010–1018.
- SEIFU, A. ,. (1989). Optimization of Transmission Line Planning Including Security Constraints. **IEEE trans. on PAS**, Vol. 4, No 4.
- SIDHU, A. S., POLLITT, M. G., & ANAYA, K. L. (2018). A social cost benefit analysis of grid-scale electrical energy storage projects: A case study. **Applied Energy**, v. 212, p. 881-894.
- SILVA, R. M. (2015). **Energia solar no Brasil: dos incentivos ao desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa.
- SILVA, S. G., MONTEIRO, R. V., & GUIMARÃES, G. C. (2015). Sistema interligado nacional: Análise da metodologia de acesso e do planejamento da expansão com foco nos atrasos dos empreendimentos. **Revista Brasileira de Energia**. Vol. 22, Nº 2, 2º Sem. 2016, p. 84-100. Rio de Janeiro - RJ
- SILVA, V. H. (05 de 10 de 2018). **Tecnoblog**. Fonte: Tesla diz ter perdido dinheiro na Austrália porque sua bateria é rápida demais: <https://tecnoblog.net/237051/tesla-australia-bateria-rapida/>
- SIMAS, M., & PACCA, S. (2013). **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável**. Estudos avançados v. 27, n. 77, p. 99-116.
- SIOSHANSI, R., & SHORT, W. (2009). Evaluating the impacts of real-time pricing on the usage of wind generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 516-524.
- SOARES, S. F. (1987). Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. **SBA-Control e Automação**, v. 1, n. 2, p. 122-131.
- SORIANO, G. (2016). **Optimization Methods to Solve the Problem of Hydrothermal-Eolic Dispatch as a function of Nonlinearity at Fall Height"**, Master's Dissertation in electrical engineering/PPGEE. Recife: Universidade Federal do Pernambuco.
- STEINKE, F., WOLFRUM, P., & HOFFMANN, C. (2013). Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. **Renewable Energy**, v. 50, p. 826-832.
- STREET, A., OLIVEIRA, F., & ARROYO, J. M. (2011). Contingency-Constrained Unit Commitment With n-K Security Criterion: A Robust Optimization Approach. **IEEE Transactions on Power Systems** vol.PP, no.99, pp.1-10.

- SUCCAR, S., & WILLIAMS, R. (2008). Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, and Applications for Wind Power. **Princeton Environmental Institute Report**.
- TETSUO, F., HARUO, I., & KATSUHIRO, O. (1998). **Development of Pump Turbine for Seawater Pumped Storage Power Plant**. Hitachi Review Vol. 47 No. 5.
- TRADEWIND. (2009). **Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power**. Sintef Energieforskning AS, Riso DTU, 3E, Kema Nederland BV, technical research centre of Finland. Garrad Hassan and Partner Ltd, Tracabel Engineering and Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- TUOHY, A., & O'MALLEY, M. (2011). Pumped storage in systems with very high wind penetration. **Energy policy**, v. 39, n. 4, p. 1965-1974.
- VIOLA, E. (2011). Perspectivas internacionais para a transição para uma economia verde de baixo carbono. **Política Ambiental** v. 8, p. 43-57.
- VON HIRSCHHAUSEN, C. (2010). Developing a super grid. *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems*, 181-206.
- VRANA, T. K.-O., LIU, B., & HAILESELASSIE, T. (2010). The north sea super grid-A technical perspective. **IET - Generation, transmission and Distribution IEEE**, pp 65-65.
- WITZLER, L. T. (2015). **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. São Paulo: Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.
- WOOD, A. J., & WOLLENBER, G. F. (1996). **Power Generation, Operation and Control**. New York: Wiley.
- WRIGHT, M. H. (2004). The interior-point revolution in optimization: History, recent developments, and lasting consequences. **Bulletin of The American Mathematical Society** 42(1), pp 39–56.
- WUMAN-PAIN, H., BIAN, Y., WILLIAMS, S., XU, M., & LI, F. (2017). An assessment of energy deficits in the future electricity system of the United Kingdom with a significant penetration of intermittent renewable generators. **Power & Energy Society General Meeting**, 2017 IEEE.

- WYMAN-PAIN, H., BIAN, Y. T., & LI, F. (2018). The economics of different generation technologies for frequency response provision. **Applied Energy** 222, pp 554-563.
- XIA, S. C. (2018). Optimal sizing of energy storage system and its cost-benefit analysis for power grid planning with intermittent wind generation. **Renewable Energy**, v. 122, p. 472-486.
- YU, Y., ZHOU, J., QIN, C., & WANG, H. (2012). "Detailed operation simulation based planning alternative evaluation of power system with large-scale wind power. **IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)**.
- ZAMBELLI, M. T. (2010). Newave versus ODIN comparação entre modelo estocástico e determinístico no planejamento da operação energética do sistema interligado nacional. **XVIII Congresso Brasileiro de Automática.**, (pp. p. 347-354). Bonito-MS.
- ZAME, K. K. (2018). Smart grid and energy storage: Policy recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 1646-1654.
- ZHANG, Y. (1996). Solving large-scale linear programs by interior-point methods under the matlab environment. **Technical report Optimization Methods and Software**.