



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO - UFMA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE
SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

**CONTRIBUIÇÕES PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA E
ECONÔMICA DE MICRORREDES ISOLADAS COM FONTES
RENOVÁVEIS DIVERSIFICADAS**

PEDRO BEZERRA LEITE NETO

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

SÃO LUÍS
2017

PEDRO BEZERRA LEITE NETO

**CONTRIBUIÇÕES PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA E
ECONÔMICA DE MICRORREDES ISOLADAS COM FONTES
RENOVÁVEIS DIVERSIFICADAS**

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

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez,
Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

SÃO LUÍS
2017

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Leite Neto, Pedro Bezerra.

Contribuições para a Operação Energética e Econômica de
Microrredes Isoladas com Fontes Renováveis Diversificadas
/ Pedro Bezerra Leite Neto. - 2017.

181 f.

Coorientador(a): Luiz Antonio de Souza Ribeiro.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís, 2017.

1. Geração Diversificada. 2. Microrredes Isoladas. 3.
Sistemas de Armazenamento de Energia. 4. Sistemas de
Geração de Energia. I. Saavedra Mendez, Osvaldo Ronald.
II. Souza Ribeiro, Luiz Antonio de. III. Título.

PEDRO BEZERRA LEITE NETO

**CONTRIBUIÇÕES PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA E
ECONÔMICA DE MICRORREDES ISOLADAS COM FONTES
RENOVÁVEIS DIVERSIFICADAS**

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

Trabalho aprovado. São Luís, 02 de Junho de 2017

Oswaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
Orientador

Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr.
Co-orientador

José Gomes de Matos, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Vicente Leonardo Paucar Casas, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Antônio Carlos Zambroni de Souza, Dr.
Universidade Federal de Itajubá

Ubiratan Holanda Bezerra, Dr.
Universidade Federal do Pará

À minha esposa Jerliane Mota.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à Deus pelo socorro sempre presente nos momentos mais difíceis.

Agradeço à minha esposa, Jerliane Mota, pelo enorme apoio durante os anos de realização deste trabalho. Sem seu apoio, não seria possível!

Agradeço enormemente aos meus pais, Assis e Quelita, à minha irmã Queila e seu esposo Luciano. Obrigado pelo enorme apoio de vocês e saber que sempre posso contar com vocês. Obrigado!

Agradeço aos meus orientadores, professor Osvaldo Saavedra e professor Luiz Antonio, pelos ensinamentos, dedicação e direcionamento para a realização deste trabalho. Suas contribuições foram extremamente valiosas não apenas para a realização deste trabalho, mas como grandes exemplos de profissionalismo e de dedicação à pesquisa científica.

Agradeço ao Laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estuarina e de Águas Interiores (LHiCEAI) da UFMA pela enorme colaboração técnica para o aprimoramento deste trabalho.

Agradeço a cada um dos meus colegas do Grupo de Sistemas de Potência da UFMA, em especial ao Mauro, Sidney e Jéssica, pela amizade, companheirismo e pelos diversos momentos de discussões técnicas que tivemos acerca dos temas abordados nesse trabalho. Foram grandes contribuições. Aos professores Denisson Queiroz e Shigeaki Lima pelo apoio e contribuições para a execução deste trabalho.

Agradeço à CAPES pelo suporte financeiro e ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFMA, por essa valiosa oportunidade de execução deste trabalho.

Agradeço à banca de avaliação pela disponibilidade e valiosas contribuições para o aprimoramento deste trabalho.

*"A história da humanidade é a história das
idéias." (Ludwig von Mises)*

RESUMO

O desenvolvimento das microrredes foi impulsionado pela necessidade de suprir os consumidores com eletricidade de forma mais estável e confiável. A natureza intermitente das fontes renováveis se contrapõe às exigências dos consumidores - especialmente em áreas isoladas - que esperam por um fornecimento de energia sem interrupções e com qualidade. As microrredes isoladas podem ter disponíveis uma ou mais fontes renováveis para serem exploradas, configurando sistemas híbridos. Embora tais fontes renováveis sejam inesgotáveis, os sistemas de conversão de energia são limitados em capacidade e devem ser explorados com eficiência. Sistemas híbridos normalmente incluem energia solar fotovoltaica e eólica, já bastante estudadas. Nesta tese são introduzidas as energias oceânicas nas suas formas de gradiente e de correntes de marés. Esta tese contribui para a exploração eficiente de fontes oceânicas, tanto na operação como fonte única assim como em configuração híbrida. No que tange a operação isolada, o sistema de armazenamento tem importância fundamental. Considerando os elevados custos de um banco de baterias sobre o custo total do sistema, estratégias de operação que preservem sua vida útil, ao mesmo tempo que mantenham o fornecimento ininterrupto de energia, são mandatórias. Diante destes aspectos, neste trabalho é proposto um sistema dual de armazenamento de energia composto de dois subsistemas com funções diversificadas e submetidos a condições de carga/descarga diferentes. O objetivo desta nova estratégia consiste no uso mais eficiente do sistema de armazenamento, uma vez que esse regime de operação se torna mais próximo daquele recomendado pelos fabricantes de baterias. Os benefícios desta estratégia são refletidos na redução dos custos globais da microrrede. Para conseguir as estratégias de operação ótima, neste trabalho é utilizado um modelo matemático mais acurado das baterias a fim de reproduzir de forma mais realista o comportamento das baterias. Além disso, é investigado o desempenho de estratégias de operação que permitam obter o máximo de benefícios decorrentes da diversificação da matriz energética da microrrede, através da inclusão de fontes hidrocínéticas maremotrizes. A motivação para a inclusão desta fonte está no seu elevado potencial, em especial no litoral norte do Brasil. Estes benefícios devem ser avaliados especialmente quanto ao uso mais eficiente do sistema de armazenamento, assim como a redução da necessidade de participação de unidades baseadas em combustível fóssil na operação de microrredes isoladas.

Palavras-chave: Microrredes Isoladas, Sistemas de Armazenamento de Energia, Geração Diversificada, Sistema de Gerenciamento de Energia.

ABSTRACT

The development of microgrids was driven by the need to supply consumers with more stable and reliable electricity. The intermittent nature of renewable sources differs from the requirements of consumers - especially in isolated areas - who expect an uninterrupted and quality energy supply. Isolated microstrips may have available one or more renewable sources to be explored, configuring hybrid systems. Although such renewable sources are inexhaustible, energy conversion systems are capacity limited and need to be explored efficiently. Hybrid systems typically include solar photovoltaic and wind, already well studied. In this thesis are introduced the oceanic energies in their gradient and tidal currents forms. This thesis contributes to the efficient exploration of the oceanic sources, both as a single source as well as in a hybrid configuration. In relation to the isolated operation, the storage system is of fundamental importance. Considering the high costs of a battery bank over the total cost of the system, operating strategies that preserve its useful life while maintaining uninterrupted power supply are mandatory. Considering these aspects, in this work is proposed a dual energy storage system composed of two subsystems with diversified functions and submitted to different charge/discharge conditions. The purpose of this new strategy is a more efficient use of the storage system, since this operating regime becomes closer to the recommended by the battery manufacturers. The benefits of this strategy are reflected in the overall cost reduction of the microgrid. In order to achieve optimum operating strategies, a more accurate mathematical model of the batteries is used to reproduce the behavior of the batteries in a more realistic way. In addition, it is investigated the performance of operating strategies that allow maximum benefits to be obtained through the diversification of the microgrid energy matrix, by including hydrokinetic tidal sources. The motivation for including this source lies in its high potential, especially on the northern coast of Brazil. These benefits should be evaluated mainly through the more efficient use of the storage system as well as the reduction of the participation of fossil fuel units in the operation of isolated microgrids.

Keywords: Stand Alone Microgrids, Energy Storage Systems, Diversified Generation, Energy Management System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Exemplo ilustrativo de balanço energético mensal de uma microrrede isolada com fontes renováveis.	5
Figura 1.2 – Exemplo de variação do SOC de um banco de baterias usado em uma microrrede isolada.	5
Figura 1.3 – Tela de resultados referentes ao banco de baterias para uma simulação feita com o software HOMER.	8
Figura 1.4 – Operação real da microrrede de Ilha Grande entre os dias 04 e 07 de Setembro de 2016.	10
Figura 2.1 – Estrutura hierárquica de controle da microrrede.	21
Figura 2.2 – Alguns dos parâmetros considerados na formulação da função-objetivo do sistema de gerenciamento de energia.	22
Figura 2.3 – Evolução do número de publicações acadêmicas relacionadas ao termo <i>microgrid</i> em todo o mundo.	23
Figura 2.4 – Curva característica de tensão versus corrente e potência gerada por um módulo FV.	32
Figura 2.5 – Curva característica de tensão versus corrente e potência gerada por um módulo FV.	32
Figura 2.6 – Esquema de geração em maré vazante.	36
Figura 2.7 – Exemplo de diagrama de colina de uma turbina Kaplan de baixa queda.	37
Figura 2.8 – Curvas típicas do gerador à diesel. Esquerda – consumo de combustível. Direita – curva de eficiência.	39
Figura 2.9 – Exemplo de histograma da frequência da corrente de descarga da bateria.	43
Figura 2.10 – Esquema simplificado do modelo de Schiffer.	49
Figura 2.11 – Curva que representa a taxa de variação da corrosão em função do potencial elétrico da placa positiva.	52
Figura 3.1 – Localização do estuário do Bacanga, em São Luís-MA.	57
Figura 3.2 – Vista aérea da barragem do Bacanga.	58
Figura 3.3 – Perspectiva 3D da seção de comportas <i>stop-logs</i>	59
Figura 3.4 – Carta batimétrica do estuário do Bacanga.	60

Figura 3.5 – Comparação entre o modelo de marés utilizado e a Tábua de Marés disponibilizadas pela Marinha do Brasil.	61
Figura 3.6 – Esquema que ilustra a obtenção do potencial energético bruto do reservatório.	61
Figura 3.7 – Relação entre o potencial energético bruto e a altura máxima disponível do reservatório.	62
Figura 3.8 – Dimensões físicas do canal de comportas <i>stop-logs</i>	62
Figura 3.9 – Ilustração da concepção proposta para a usina-piloto maremotriz do Bacanga.	64
Figura 3.10–Relação entre velocidade unitária e eficiência da turbina adotada. . .	65
Figura 3.11–Variação do nível do reservatório para diferentes estratégias de operação da usina.	66
Figura 3.12–Comparativo da energia anual gerada em cada um dos modos de operação da usina.	66
Figura 3.13–Fluxograma utilizado para cálculo de indicadores energéticos da usina.	67
Figura 3.14–Operação horária da usina.	68
Figura 4.1 – Topologia do sistema dual de armazenamento por Baterias.	73
Figura 4.2 – Vista do arranjo fotovoltaico e da casa de força da microrrede de Ilha Grande.	78
Figura 4.3 – Perfis de geração e de demanda da microrrede de Ilha Grande.	78
Figura 4.4 – Balanço de potência entre geração e demanda para a microrrede de Ilha Grande.	78
Figura 4.5 – Função de densidade cumulativa empírica e teórica que representa a ocorrência de déficit de potência durante o dia.	79
Figura 4.6 – Função de densidade cumulativa empírica e teórica que representa a ocorrência de déficit de potência durante a noite.	80
Figura 4.7 – Função de densidade cumulativa empírica e teórica que representa a ocorrência de déficit de energia durante a noite.	80
Figura 4.8 – Indicação dos percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com a função densidade cumulativa do déficit de potência durante o dia.	81
Figura 4.9 – Indicação dos percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com a função densidade cumulativa do déficit de potência durante a noite.	81
Figura 4.10–Indicação dos percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com a função densidade cumulativa do déficit de energia durante a noite.	81
Figura 4.11–Diagrama unifilar da microrrede de Ilha Grande.	84

Figura 4.12–Gráfico do Processo de manipulação dos doze primeiros dias da série de medições de irradiação solar: (a) série original abrangendo os doze dias de medições; (b) gráfico da serie horaria criada pelo algoritmo de Graham; (c) pseudo-medição criada que contém o mesmo perfil de variabilidade original, mas cuja energia diária equivale à série criada pelo algoritmo de Graham.	86
Figura 4.13–Comportamento dos principais parâmetros elétricos relacionados SAB na microrrede de Ilha Grande.	88
Figura 4.14–Comportamento dos principais parâmetros elétricos relacionados SDAB na microrrede de Ilha Grande.	90
Figura 4.15–Comparativo da variação do VPL com e sem o uso do SDAB, para diferentes dimensionamentos do sistema fotovoltaico.	91
Figura 5.1 – Modelagem dos ventos na região de Ilha Grande, município de Humberto de Campos: (a) série temporal com duração de um ano, com maiores detalhes do primeiro dia; (b) histograma da série gerada seguindo a distribuição de Weibull.	96
Figura 5.2 – Localização onde foram realizadas as medições de velocidade das correntes de marés.	97
Figura 5.3 – Velocidades da corrente de maré obtidas a partir de medições realizadas próximas à Ilha do Medo.	97
Figura 5.4 – Série temporal com duração de um ano e resolução de um minuto da velocidade de corrente de marés próximas à Ilha do Medo. Maiores detalhes do primeiro dia incluídos	99
Figura 5.5 – Curvas de geração temporal normalizadas em relação à 1000 kWh das fontes fotovoltaica, eólica e hidrocínética maremotriz. Maiores detalhes do primeiro dia incluídos.	101
Figura 5.6 – Curvas de geração temporal normalizadas em relação à 1000 kWh da combinação das fontes fotovoltaica + eólica, fotovoltaica + maremotriz, eólica + maremotriz e fotovoltaica + eólica + maremotriz. . .	102
Figura 5.7 – 20° e 50° percentis dos perfis de geração de cada uma das fontes e respectivas combinações ente si.	103
Figura 5.8 – Curva de demanda normalizada em 800 kW, em comparação as curvas das fontes de geração normalizadas em 1000 kW	105
Figura 5.9 – Visualização gráfica do coeficiente de variação, da taxa de flutuação relativa e da vida útil das baterias para cada um dos casos avaliados.	109
Figura A.1–Arquitetura virtual geral interna do <i>iBASST</i>	129
Figura A.2–Inicialização do algoritmo com tomada de decisões iniciais.	132
Figura A.3–Sub-rotina A.	133
Figura A.4–Sub-rotina B.	134

Figura A.5–Sub-rotina C.	135
Figura A.6–Sub-rotina D.	136
Figura A.7–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração fotovoltaico.	137
Figura A.8–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração eólico.	137
Figura A.9–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração maremotriz.	138
Figura A.10–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração à diesel.	138
Figura A.11–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de armazenamento.	139
Figura A.12–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de conversores entre barramentos AC e CC.	139
Figura A.13–Tela de Entrada de Parâmetros relacionados aos ajustes de simulação.	140
Figura B.1 – Tela de saída do <i>iBASST</i> com informações da operação da microrrede de Ilha Grande.	142
Figura B.2 – Tela de saída do <i>iBASST</i> com informações da operação da microrrede de Ilha Grande, com o uso do sistema dual de armazenamento por baterias.	143
Figura B.3 – Tela de resultados gráficos 1. Informações sobre geração por fonte, demanda e perdas. Sistema de armazenamento convencional (SAB).	144
Figura B.4 – Tela de resultados gráficos 2. Informações sobre sistema de armazenamento: tensão, corrente de carga/descarga e estado de carga. Sistema de armazenamento convencional (SAB).	144
Figura B.5 – Tela de resultados gráficos 3. Informações sobre geração em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema de armazenamento convencional (SAB).	145
Figura B.6 – Tela de resultados gráficos 4. Informações sobre estado de carga do sistema de armazenamento em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema de armazenamento convencional (SAB). . .	145
Figura B.7 – Tela de resultados gráficos 5. Informações sobre relevância dos fatores de estresse sobre a operação das baterias. Sistema de armazenamento convencional (SAB).	146
Figura B.8 – Tela de resultados gráficos 6. Informações sobre balanço energético mensal do sistema. Sistema de armazenamento convencional (SAB).	146
Figura B.9 – Tela de resultados gráficos 1. Informações sobre geração por fonte, demanda e perdas. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).	147

Figura B.10–Tela de resultados gráficos 2. Informações sobre sistema de armazenamento: tensão, corrente de carga/descarga e estado de carga. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).	147
Figura B.11–Tela de resultados gráficos 3. Informações sobre geração em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).	148
Figura B.12–Tela de resultados gráficos 4. Informações sobre estado de carga do sistema de armazenamento em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).	148
Figura B.13–Tela de resultados gráficos 5. Informações sobre relevância dos fatores de estresse sobre a operação das baterias. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).	148
Figura B.14–Tela de resultados gráficos 6. Informações sobre balanço energético mensal do sistema. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).	149
Figura B.1 – Vetores de velocidade das correntes de marés em diferentes profundidades, próximas à Ilha do Medo.	155
Figura C.1 – Comparação dos resultados provenientes da metodologia para geração de série horária de velocidade de ventos utilizada pelo software HOMER, com dados reais medidos em São Francisco, Califórnia. . .	158
Figura D.1 – Turbina eólica Bergey Excel-R 7,5 kW.	159
Figura D.2 – Curva de geração da turbina eólica Bergey Excel-R 7,5 kW.	160
Figura E.1 – Turbina hidrocínética <i>SmartFlow</i> 5,0 kW.	161
Figura E.2 – Curva de geração da turbina hidrocínética <i>SmartFlow</i> 5,0 kW.	162

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Descritivo de diversas microrredes isoladas instaladas pelo mundo. .	28
Tabela 2.2 – Valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfície. . .	35
Tabela 2.3 – Definição de cada região correspondente a um intervalo de SOC. . .	44
Tabela 2.4 – Comparativo entre diferentes métodos para estimativa da vida útil de baterias.	48
Tabela 3.1 – Indicadores anuais da usina operando em modo de geração na vazante.	68
Tabela 4.1 – Resumo energético da microrrede de Ilha Grande ao longo de um ano de operação.	87
Tabela 4.2 – Resumo energético da microrrede de Ilha Grande ao longo de um ano de operação, utilizando o SDAB.	89
Tabela 5.1 – Velocidades médias mensais do vento na região de Ilha Grande, município de Humberto de Campos.	95
Tabela 5.2 – Fatores de correção da velocidade da corrente de acordo com a respectiva variação de altura da maré.	98
Tabela 5.3 – Coeficientes de Variação de cada fonte e das combinações entre as mesmas.	102
Tabela 5.4 – Quantidade de horas em que cada fonte ou combinação de fontes está totalmente indisponível.	103
Tabela 5.5 – Taxa de flutuação relativa para diferentes fontes e combinações entre fontes.	106
Tabela 5.6 – Detalhamento energético, coeficiente de variação, taxa de flutuação relativa e vida útil das baterias para um microrrede com diferentes fontes de geração predominantes.	108
Tabela A.1 – Parâmetros fortemente dependentes de cada bateria, utilizados no modelo de <i>Schiffer</i>	152
Tabela A.2 – Parâmetros razoavelmente dependentes de cada bateria, utilizados no modelo de <i>Schiffer</i>	153
Tabela A.3 – Parâmetros que não dependem da bateria, utilizados no modelo de <i>Schiffer</i>	153
Tabela A.4 – Parâmetros cujos valores foram modificados para realização das simulações.	153

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating Current</i> (corrente alternada)
Ah	Ampères \times hora
CC	Corrente Contínua
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Életriques</i>
CRESESB	Centro de Referência para Energia Eólica Sérgio de Salvo Brito
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
FV	Fotovoltaico
HESS	<i>Hybrid Energy Storage System</i>
iBASST	<i>Improved Battery Energy Storage Simulation Tool</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
KiBaM	<i>Kinetic Battery Model</i>
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
O&M	Operação e Manutenção
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
SAB	Sistema de Armazenamento por Baterias
SDAB	Sistema Dual de Armazenamento por Baterias
SOC	<i>State Of Charge</i>
SPL	<i>Smart Polygeneration Microgrid</i>
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 – Introdução	1
1.1 Constatações e Justificativas deste Trabalho	6
1.1.1 Aspectos Associados aos Sistemas de Armazenamento	7
1.1.2 Aspectos Associados aos Sistemas de Geração	11
1.2 Objetivos Gerais do Trabalho	12
1.2.1 Objetivos Específicos	13
1.2.2 Contribuições do Trabalho	14
1.3 Estrutura do Trabalho	15
2 – Microrredes com Fontes Renováveis	17
2.1 Introdução	17
2.2 Definição de Microrrede	18
2.3 Estrutura de Controle em uma Microrrede	19
2.4 Microrredes com Fontes Renováveis: Estado-da-Arte	21
2.4.1 Pesquisas Relacionadas	22
2.4.2 Projetos de Microrredes Isoladas Implementados	26
2.5 Recursos Energéticos em uma Microrrede	30
2.5.1 Sistema de Geração Fotovoltaica	30
2.5.2 Sistema de Geração Eólica	33
2.5.3 Sistema de Geração Baseado em Energias Oceânicas	34
2.5.4 Sistema de Geração à Diesel	38
2.5.5 Modelagem de Baterias Chumbo-Ácido	40
2.5.5.1 Fatores de Estresse das Baterias	41
2.5.5.2 Processos de Envelhecimento das Baterias	45
2.5.5.3 Estimativa da Vida Útil das Baterias	47
2.5.5.4 Modelo de <i>Schiffer</i>	48
2.6 Conclusões	55
3 – Análise de um Sistema de Geração Baseado em Energia Oceânica - estudo de caso com o Estuário do Bacanga	56
3.1 Introdução	56
3.2 Caracterização do Estuário e Barragem do Bacanga	57
3.3 Avaliação Energética do Estuário	61
3.4 Modelo Conceitual para a Usina Maremotriz do Bacanga	62
3.4.1 Configuração da Usina	63
3.4.2 Turbinas	63

3.4.3	Estratégia de Operação	65
3.4.4	Análise do Desempenho Energético da Usina	66
3.5	Conclusões	68
4	Sistema Dual de Armazenamento por Baterias	70
4.1	Introdução	70
4.2	Formulação do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias	72
4.3	Formulação do Problema de Despacho Envolvendo o Sistema Dual de Armazenamento	75
4.4	Dimensionamento do Sistema Dual de Armazenamento	77
4.5	Validação dos Benefícios do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias	83
4.5.1	Configuração Atual da Microrrede de Ilha Grande	83
4.5.1.1	Modelagem da Fonte Primária: Irradiação Solar	84
4.5.1.2	Modelagem da Curva de Demanda	87
4.5.1.3	Avaliação da Operação da Microrrede de Ilha Grande	87
4.5.2	Aplicação do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias à Microrrede de Ilha Grande	87
4.5.2.1	Avaliação Econômica do Uso do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias	89
4.6	Considerações e Análise dos Resultados	91
5	Fontes Diversificadas na Matriz Energética de Microrredes Isoladas	93
5.1	Introdução	93
5.2	Modelagem das Fontes Eólica e Hidrocinética Maremotriz	94
5.2.1	Modelagem do Vento	94
5.2.2	Modelagem das Correntes de Marés	95
5.3	Avaliação da Complementariedade entre Fontes Renováveis de Geração	98
5.4	Efeitos da Complementariedade entre Fontes de Geração sobre a Vida Útil dos Sistemas de Armazenamento por Baterias	106
5.5	Considerações e Análises dos Resultados	109
6	Conclusões	111
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	113
	Referências	115
	Apêndices	127
	APÊNDICE A – Improved Battery Energy Storage Simulation Tool (iBASST)	128

APÊNDICE B – Resultados Detalhados da Operação da Microrrede de Ilha Grande, sem e com a utilização do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias	141
APÊNDICE C – Artigos Associados a esta Tese	150
Anexos	151
ANEXO A – Parâmetros sugeridos para o Modelo de <i>Schiffer</i>	152
ANEXO B – Perfil de Velocidades de Correntes de Marés Medidas Próximas à Ilha do Medo.	154
ANEXO C – Modelo para Criação de Série Temporal da Velocidade do Vento .	156
ANEXO D – Descrição da Turbina Eólica	159
ANEXO E – Descrição da Turbina Hidrocinética	161

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, os conceitos sobre os quais os sistemas elétricos modernos são planejados têm sofrido profundas modificações. Isso se deve à necessidade de incorporar novos aspectos tanto de natureza tecnológica quanto de natureza socioambiental a estes sistemas. Dentre os aspectos tecnológicos está, por exemplo, a expansão de tecnologias capazes de explorar diferentes fontes renováveis de energia e em diferentes escalas. Sistemas fotovoltaicos e eólicos, por exemplo, têm se tornado cada vez mais acessíveis, inclusive, em dimensões que vão de poucos watts a vários megawatts de capacidade de geração.

A necessidade de diversificação da matriz energética dos sistemas elétricos ocorre inclusive devido às questões ambientais. Neste ponto, as tecnologias de exploração das fontes renováveis se tornam um componente fundamental. Além disso, dado que as sociedades modernas são cada vez mais dependentes de eletricidade, o fornecimento desse bem deve ser feito de forma igualmente confiável.

Os efeitos de desastres naturais sobre os sistemas elétricos, por exemplo, também podem causar enormes prejuízos financeiros, ambientais e humanitários, como aconteceu em Fukushima, no Japão e como aconteceu nos EUA, que por conta do furacão Irene, sete milhões de pessoas ficaram sem eletricidade [1]. Além dos desastres naturais, ataques cibernéticos aos sistemas elétricos já são uma ameaça real, tal qual aconteceu recentemente na Ucrânia [2].

A maioria dos países desenvolvidos ou em desenvolvimento já é capaz de suprir com eletricidade a maior parte de seus territórios através dos clássicos sistemas elétricos de potência, de modo que, para estes países, alguns dos novos desafios estão associados ao suprimento da parcela da população cujo atendimento através destes sistemas é inviável (áreas muito remotas ou ilhas, por exemplo). Desta forma, novas

alternativas para os sistemas elétricos precisam ser desenvolvidas.

Dentro deste conjunto de novos desafios surge o conceito de *microrrede*, que é um novo paradigma de sistemas elétricos. Uma microrrede se refere a redes elétricas com algumas características típicas: geração distribuída, uso expressivo de fontes renováveis não-despacháveis, ausência de grandes centrais geradoras e dos sistemas de transmissão, além de geração tipicamente de pequeno porte e próximas às cargas. Através desta arquitetura descentralizada, espera-se tornar os sistemas elétricos mais flexíveis, a ponto de serem capazes de atender a uma quantidade maior de consumidores e de forma mais confiável; além de torna-los mais robustos, a ponto de atenuar as vulnerabilidades atualmente existentes.

Embora os benefícios relacionados às microrredes tenham impulsionado sua rápida expansão e participação nos sistemas elétricos modernos, muitos desafios relacionados ao seu planejamento, controle e operação ainda precisam ser melhor abordados e superados.

Microrredes isoladas com fontes *puramente* renováveis não são uma alternativa economicamente viável, pois, para manter um determinado índice de confiabilidade, seria necessário um sobredimensionamento tanto dos dispositivos de geração quanto do sistema de armazenamento, o que tornaria o sistema bastante caro e ineficiente. Para contornar este problema é feita a integração de uma fonte despachável ao sistema, sendo esta normalmente grupo geradores à diesel.

Quanto ao uso de geradores diesel, existem dois tipos de microrredes isoladas [3]:

- Microrredes como foco na geração diesel, em que as fontes renováveis são usadas apenas como um complemento da geração total, de modo a reduzir o consumo de diesel;
- Microrredes com foco na geração a partir de fontes renováveis, onde a geração a diesel é usada apenas com *back-up* quando há longos períodos de baixa geração das fontes renováveis.

Devido ao fato de que o uso de uma fonte despachável pode tornar o sistema mais eficiente, microrredes do segundo tipo tendem a apresentar menores custos de operação e manutenção [3]. No entanto, o dimensionamento ótimo de cada recurso energético do sistema se torna mais complexo. Além disso, a operação ótima do sistema também se torna mais complexa, pois, devido à maior versatilidade proporcionada pelo uso da fonte despachável, diversos parâmetros tais como eficiência global, penetração das fontes renováveis, energia vertida e confiabilidade se tornam bastante

sensíveis às mudanças na estratégia de operação. Desta forma, microrredes que integram fontes renováveis e geração à diesel podem ser economicamente viáveis, desde que sejam adequadamente projetadas, utilizem as tecnologias apropriadas e estratégias de operação eficientes [4].

Diversos aspectos relacionados à operação e gerenciamento do sistema ainda possuem lacunas a serem preenchidas, especialmente quanto ao uso de sistemas de armazenamento¹. A natureza intermitente das fontes renováveis tende a impor um regime operacional bastante severo aos sistemas de armazenamento. Considerando que os custos deste sistema de armazenamento representam uma das maiores parcelas sobre o custo total do sistema, uma operação que preserve a sua vida útil, ao mesmo tempo em que mantenha o fornecimento adequado de energia, é mandatória.

No Brasil, os fabricantes de baterias têm colocado no mercado baterias de chumbo-ácido orientadas para aplicações FV, com vida útil de referência de 4 a 5 anos. Entretanto, a experiência prática em microrredes isoladas indica que esses valores geralmente não têm superado os 2 anos. Dada esta constatação, foi decidido investir esforços para pesquisar e dar solução a este problema.

As baterias de chumbo-ácido de descarga profunda (*deep cycle lead-acid batteries*) surgiram nos últimos anos para atender sistemas de energia solar e eólica isolados e em aplicações marinhas, entre outras. Em sistemas isolados, a tecnologia tradicional de bateria de chumbo ácido continua dominando o mercado sobre outras tecnologias mais modernas. A principal razão é a relação custo-benefício bastante favorável, se comparada a outras tecnologias de armazenamento. Este quadro deve permanecer por um bom tempo [5, 6].

No entanto, estas baterias apresentam uma série de restrições quanto à sua operação. Caso estas restrições sejam constantemente violadas, o seu desempenho operacional, bem como a sua própria vida útil, será reduzida drasticamente.

Algumas aplicações tais como sistemas de *backup* em equipamentos eletrônicos são menos severas às baterias, pois são aplicações em que as baterias operam praticamente em regime de flutuação e quase nunca são submetidas a descargas profundas ou longos períodos em baixo estado de carga (*state of charge - SOC*). Por outro lado, a aplicação em microrredes isoladas impõe às baterias um regime muito mais severo, devido à variabilidade das fontes renováveis. Este é o principal motivo pelo qual as baterias apresentam uma vida útil muito inferior ao previsto pelos fabricantes.

Uma vez que as baterias podem representar até a metade dos custos de instalação de microrredes isoladas [7], a adoção de práticas que preservem a vida útil das

¹ Embora existam diversas tecnologias utilizadas para o armazenamento de energia em microrredes, este trabalho aborda exclusivamente as baterias de chumbo-ácido devido ao seu melhor custo-benefício e por se tratar da tecnologia mais comum em microrredes

mesmas pode representar a diferença entre um sistema economicamente viável ou não.

Diante desta problemática, este trabalho propõe algumas estratégias que busquem proporcionar às baterias uma operação mais próxima daquela considerada ideal, sem comprometer o desempenho global de uma microrrede isolada.

Dentre estas estratégias, é apresentado o conceito de *sistema dual de armazenamento por baterias* (SDAB), que consiste em utilizar dois bancos de baterias com funções distintas e dimensionados de acordo com estas funções. Esta separação de funções permite realizar um dimensionamento mais eficiente, uma vez que o alto grau de complexidade e incertezas da operação de microrredes isoladas se torna melhor tratável à medida em que estes subsistemas com funções específicas são utilizados.

Dado que a natureza estocástica das fontes renováveis são o principal fator responsável pelo regime severo imposto às baterias, neste trabalho também foi realizada uma investigação acerca dos efeitos que a *diversificação* da matriz energética de uma microrrede pode trazer às baterias. Esta investigação é pautada na característica modular da matriz energética de microrredes.

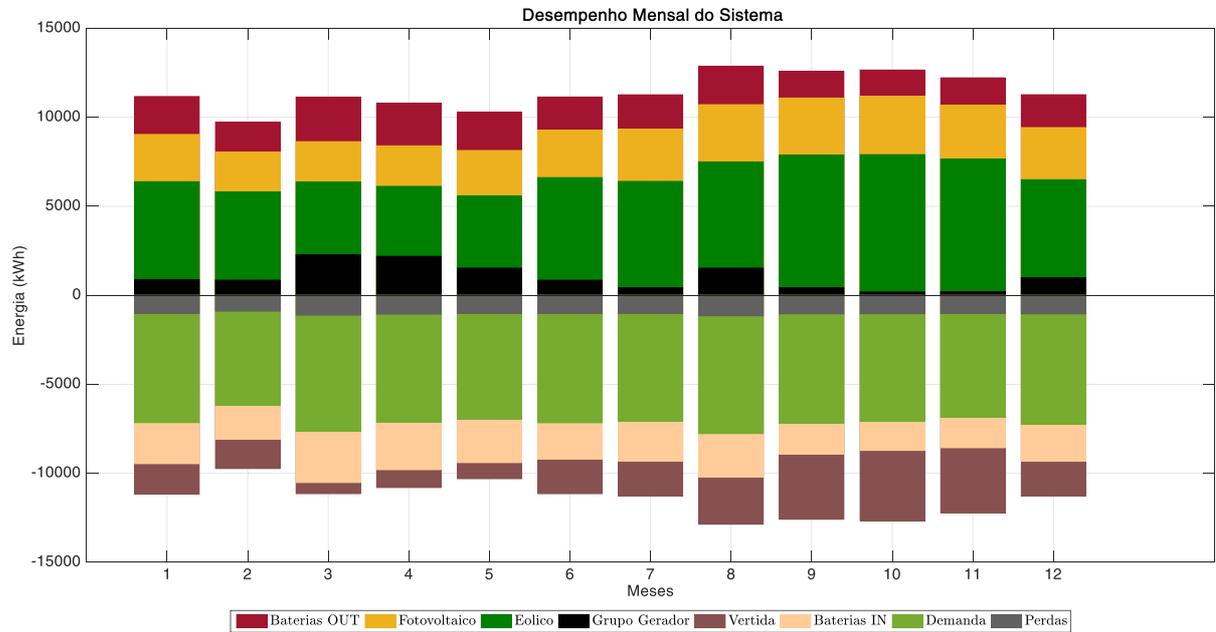
O Brasil, especialmente nas regiões Norte e Nordeste, possui um grande potencial energético fotovoltaico, eólico e até mesmo maremotriz. Desta forma, este trabalho propõe a investigação da diversificação da matriz energética do sistema isolado a partir da combinação destas fontes de geração. Esta diversificação é capaz de reduzir a incerteza equivalente na geração, reduzindo as necessidades impostas ao banco de baterias.

Um dos maiores desafios associados ao dimensionamento e gerenciamento da operação de microrredes isoladas está no tratamento da natureza estocástica das fontes renováveis. Fontes primárias tais como irradiação solar e ventos geralmente sofrem significativas variações tanto diárias quanto sazonais.

Na Figura 1.1 é ilustrado um exemplo de balanço energético mensal de uma microrrede *eólica/solar/diesel* com sistema de armazenamento a baterias e gerador à diesel em estratégia de seguimento de carga. Este exemplo foi obtido a partir de simulação computacional da microrrede da Ilha dos Lençóis, Cururupu-MA [8]. Na parte superior do gráfico de colunas empilhadas tem-se: energia fornecida pelo banco de baterias, energia gerada pelo arranjo fotovoltaico, energia gerada pelo sistema eólico e energia gerada pelo gerador diesel. Na parte inferior, tem-se: energia dissipada na forma de perdas (conversores e baterias), energia consumida pela demanda, energia absorvida pelo banco de baterias e a energia vertida. Nota-se que durante os meses de menor geração por partes das fontes renováveis (entre Fevereiro e Maio), a geração a diesel representa uma parcela bem maior sobre a geração total e além disso a quantidade de energia vertida apresenta seus valores mínimos, enquanto que nos meses de maior ge-

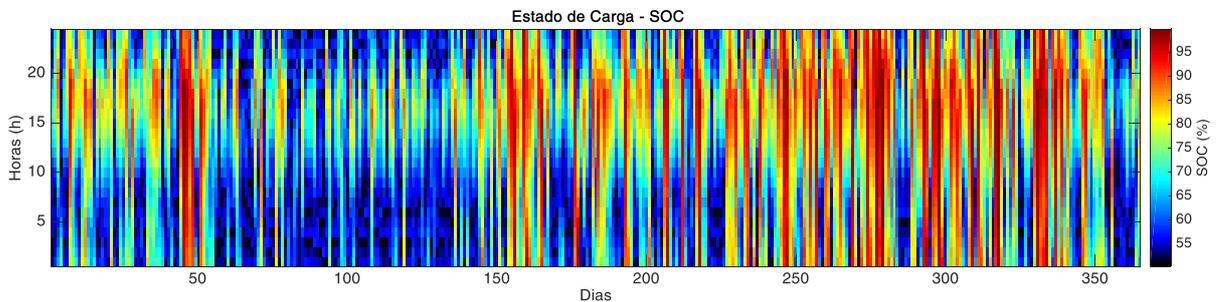
ração por parte das fontes renováveis (entre Setembro e Novembro) o inverso acontece.

Figura 1.1 – Exemplo ilustrativo de balanço energético mensal de uma microrrede isolada com fontes renováveis.



Na Figura 1.2 é exemplificado o comportamento do estado de carga de um banco de baterias da mesma microrrede utilizada para o exemplo da Figura 1.1. Nota-se que o SOC possui um certo grau de correlação não apenas com a hora do dia (maiores valores de SOC tendem a acontecer entre 15h e 20h) mas também com a época do ano (maiores valores de SOC são mais frequentes na segunda metade do ano).

Figura 1.2 – Exemplo de variação do SOC de um banco de baterias usado em uma microrrede isolada.



Observa-se que as estratégias de gerenciamento das microrredes são um aspecto crítico para a operação eficiente de todo o sistema, tendo em vista a necessidade de abranger uma ampla variação nas condições de operação. Esta situação acarreta em impactos negativos especialmente quanto ao uso eficiente do sistema de armaze-

namento e do gerador diesel. Estes impactos, por sua vez, são revertidos em custos adicionais à manutenção do sistema.

De acordo com [3], existem dois níveis de controle inseridos em sistemas híbridos isolados:

- controle dinâmico, que é responsável pelo controle da frequência e magnitude da tensão do sistema;
- controle de despacho, que é responsável por gerenciar o fluxo energético entre os diversos componentes do sistema e entre o próprio sistema e a carga.

Ainda de acordo com [3], o controle de despacho é um algoritmo de gerenciamento da interação entre os diversos componentes do sistema tendo em vista o fluxo energético entre os tais componentes, incluindo também o gerenciamento do processo de carga e descarga do banco de baterias. Este controle atua tipicamente em uma escala de minutos a horas, de modo a otimizar a operação do sistema em termos de eficiência energética e com o menor custo operacional. O controle de despacho equivale ao controle terciário na estrutura hierárquica apresentada na Seção 2.3.

É importante notar que o conceito de despacho vem dos sistemas de potência clássicos, onde há várias unidades geradoras com custos diferentes e portanto procura-se uma solução para esses geradores que minimize o custo total. Nesta afirmação implicitamente está presente o conceito de *máquinas despacháveis*. Entretanto, em microrredes isoladas com fontes renováveis não convencionais diversificadas, o despacho econômico tem uma leitura diferente, pelo fato dessas fontes não serem despacháveis. Elas tem combustível de custo *zero*, porém com disponibilidade intermitente. Logo, o foco do despacho em sistemas isolados está na redução do uso de combustíveis fósil e na preservação da vida útil dos sistemas de armazenamento de energia, que pelo elevado custo de reposição, tem incidência direta no custo anual de operação.

Este trabalho está focado nos aspectos relacionados ao controle de despacho em microrredes isoladas da rede convencional. Os aspectos relacionados à estabilidade de tensão estão inseridos no contexto do controle dinâmico, portanto, não serão objetos de investigação do presente trabalho.

1.1 Constatações e Justificativas deste Trabalho

A utilização de sistemas de armazenamento é fundamental para a operação confiável de microrredes, especialmente quando a microrrede é isolada. No entanto, a adição destes sistemas à microrrede eleva sobremaneira o grau de complexidade

do gerenciamento energético, devido tanto às características do próprio sistema de armazenamento quanto a característica intermitente e variável das fontes renováveis.

No estado da arte das microrredes, tanto no que se refere a pesquisa bibliográfica atualizada bem como a sistemas reais em operação, constatam-se entre outros, os seguintes aspectos que ainda são desafios:

1.1.1 Aspectos Associados aos Sistemas de Armazenamento

(a) Modelagem Insuficiente dos Bancos de Baterias

Dado ao elevado grau de complexidade em que os processos eletroquímicos das baterias interagem entre si, diversas ferramentas computacionais usadas na análise de microrredes normalmente assumem várias simplificações na modelagem das baterias de tal forma que os resultados apresentados por estas ferramentas geralmente não refletem adequadamente os processos de degradação das baterias e seus efeitos sobre o sistema.

Em avaliações computacionais e estudos de dimensionamento ótimo de microrredes isoladas, a estimativa da vida útil das baterias é bastante propensa a erros, de modo que os valores estimados podem ser bastante diferentes dos valores reais. Desta forma, o erro nesta estimativa pode levar ao cálculo de um sistema ótimo teórico que não corresponderá ao sistema ótimo real [9].

Diversos *softwares* já foram desenvolvidos para analisar desde a viabilidade técnica e econômica de microrredes até a otimização do dimensionamento e operação dos mesmos. No entanto, a modelagem das baterias geralmente é bastante simplificada nestas ferramentas. O *software* deste tipo mais popular no mundo atualmente – *HOMER*² – utiliza um modelo de contagem de amperes-hora extraídos da bateria para estimar o fim da sua vida útil [10]. Outros *softwares* também populares tais como *Hybrid2*³ [11] e *HOGA*⁴ [12] utilizam modelos baseados na contagem de ciclos de carga/descarga [9]. Embora estes modelos sejam de baixa complexidade e exigem o conhecimento de poucos parâmetros das baterias, a vida útil estimada pode diferir significativamente dos valores reais (normalmente os valores são sobrestimados). Erros significativos na estimativa da vida útil das baterias irão implicar em erros significativos da parcela das baterias sobre o va-

² **HOMER** (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) é o *software* comercial mais popular utilizado na simulação de sistemas híbridos. Foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (*NREL*, em inglês).

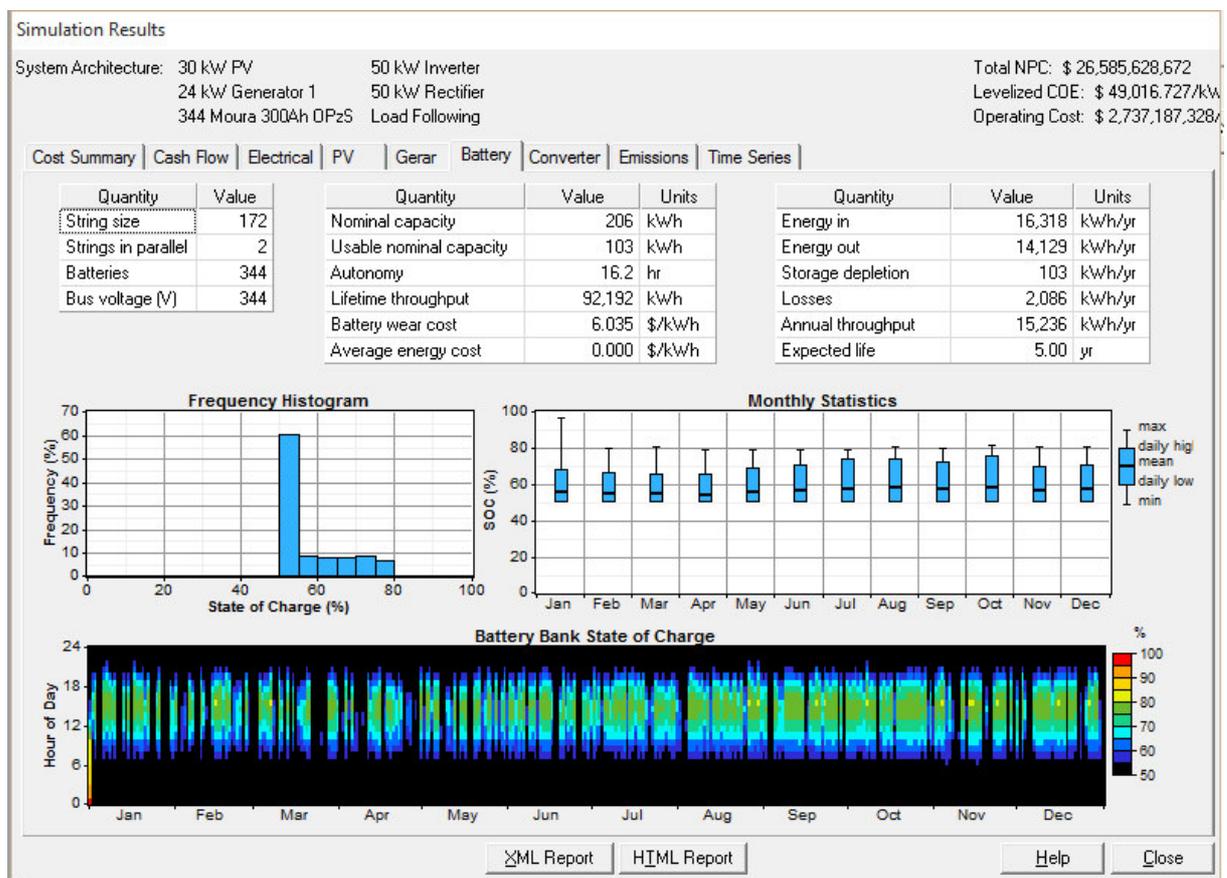
³ **Hybrid2** é um *software* de simulação de sistemas híbridos desenvolvido pelo Laboratório de Pesquisa em Energias Renováveis (*NREL*, em inglês), da Universidade de Massachusetts.

⁴ **HOGA** é um *software* de simulação e otimização de sistemas híbridos desenvolvido pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Zaragoza, Espanha.

lor presente líquido (*VPL*) do sistema; portanto, o custo presente líquido real do sistema será bastante diferente daquele estimado [9].

Com relação ao método de contagem de amperes-hora extraídos da bateria (utilizado pelo *software* HOMER), alguns estudos indicam que este tende a sobrestimar demasiadamente a vida útil das baterias [9,13]. Esta é uma afirmação também já constatada pelo autor deste trabalho: estudos já realizados com o HOMER indicam que a estimativa da vida útil das baterias de fato tende a ser significativamente sobrestimada. Na Figura 1.3 é apresentada uma tela de resultados de uma simulação realizada com o HOMER. Observa-se uma vida útil estimada em cinco anos. Nota-se também que para este sistema não é possível carregar plenamente as baterias durante todo o período de tempo simulado. A experiência prática com sistemas híbridos implementados e gerenciados pelo *Instituto de Energia Elétrica* da Universidade Federal do Maranhão mostra que uma bateria operando sob estas condições dificilmente teria uma vida útil correspondente sequer próxima deste valor estimado [8,14].

Figura 1.3 – Tela de resultados referentes ao banco de baterias para uma simulação feita com o software HOMER.



Fonte: [10]

(b) Efeitos da Modelagem do Banco de Baterias sobre a Análise Econômica do Sistema

Uma modelagem simplificada da degradação das baterias pode resultar em erros significativos na estimativa da vida útil das mesmas. A principal consequência disso é indução a uma análise financeira equivocada do sistema. Sabendo-se que os custos de substituição de um banco de baterias correspondem a uma parcela bastante significativa sobre custos totais de manutenção do sistema, uma estimativa errônea da vida útil do banco pode causar distorções nos cálculos de viabilidade financeira do sistema.

No dimensionamento inicial do sistema, as baterias participam aproximadamente com até 52 % do investimento total [7]. Logo, a extensão da vida útil desse banco se torna crucial para a sustentabilidade dos sistemas isolados.

(c) Necessidade de Levar em Conta os Efeitos da Degradação das Baterias sobre os seus Parâmetros Elétricos

Uma importante característica das baterias eletroquímicas é que o seu envelhecimento produz alterações nas suas propriedades físico-químicas de tal forma que os principais parâmetros elétricos são fortemente afetados. Isso resulta em consequências diretas sobre a operação de toda a microrrede.

Na medida em que as baterias envelhecem, a capacidade de armazenar energia diminui. Isso implica em consequências diretas sobre outros componentes do sistema, como, por exemplo, o gerador à diesel, que deverá ser mais requisitado. Esta situação produz um impacto direto sobre os custos de operação do sistema.

Além da redução da capacidade de armazenamento, o envelhecimento das baterias está associado ao aumento da sua resistência interna. Isso produz efeitos práticos sobre a operação do sistema, especialmente quanto à rotina de carregamento do banco. Dado que a resistência interna aumenta, a corrente de carregamento, por exemplo, deverá ser reduzida para valores menores a fim de garantir que não haja violação do limite máximo de tensão das baterias. A principal consequência disso é que o banco será carregando mais lentamente, podendo haver o risco de não ser totalmente carregado durante a curta janela de tempo em que as fontes renováveis estão disponíveis para essa tarefa.

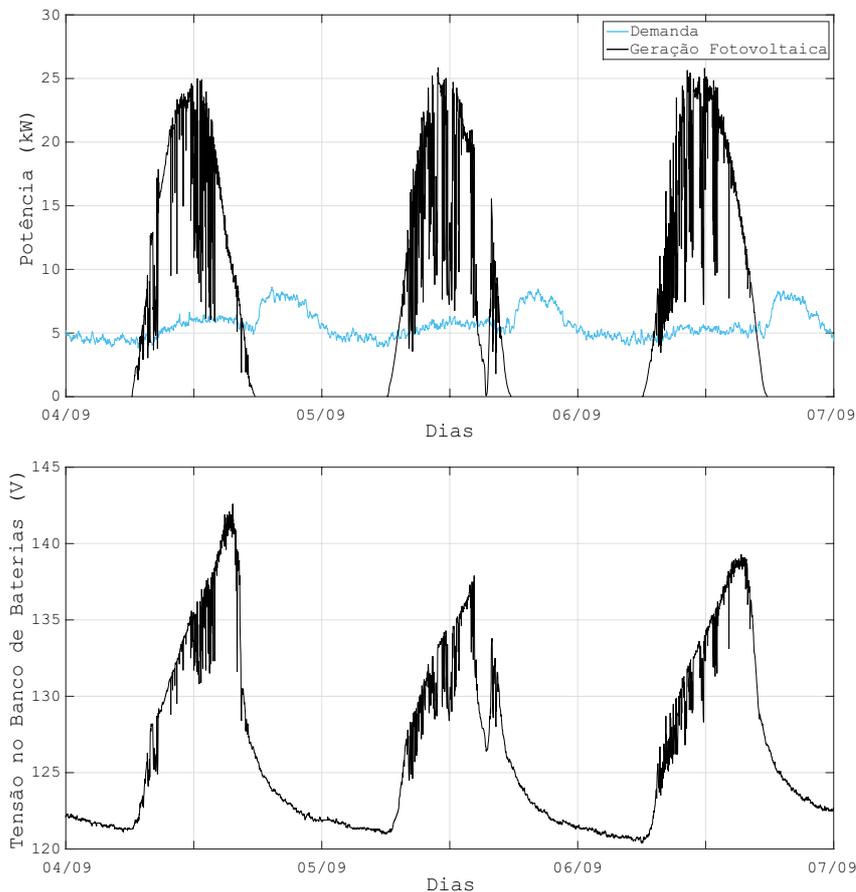
O modelo utilizado pelo *software* HOMER, por exemplo, considera valores constantes tanto para a capacidade quanto para a tensão das baterias. Desta forma, as simulações em nada diferem entre os anos até que o banco de baterias seja substituído. Na prática, esta situação não é verdadeira.

(d) Regimes de Operação Bastante Severos para as Baterias em Microrredes Isoladas com Fontes Renováveis

A natureza estocástica das fontes renováveis impõe ao sistema, especialmente às baterias, um regime de operação bastante diferente das características ideais recomendadas pelos fabricantes das baterias.

A Figura 1.4 ilustra as condições *reais* de operação do sistema de armazenamento da microrrede de Ilha Grande, Humberto de Campos - MA (dados medidos entre os dias 04 e 07 de Setembro de 2016). Embora esta seja a época do ano em que há melhores condições de irradiação solar, os sistemas fotovoltaicos apresentam grandes afundamentos de geração devido a nuvens passageiras [15]. Afundamentos deste tipo resultam em estresses operacionais às baterias, conforme também evidenciado no perfil de tensão do banco de baterias.

Figura 1.4 – Operação real da microrrede de Ilha Grande entre os dias 04 e 07 de Setembro de 2016.



Afundamentos de geração fotovoltaica também resultam na necessidade de trocas rápidas de energia entre o banco de baterias e o sistema. Esta condição poderá submeter as baterias a altas taxas de descarga, contribuindo com o seu envelhecimento precoce.

Em microrredes instaladas na região Nordeste do Brasil, este regime operacional se torna ainda mais crítico durante o período entre Janeiro e Julho, que cor-

responde à época de chuvas e menor irradiação solar. Desta forma, as baterias também estão sujeitas a longos períodos de ciclagens parciais e baixo SOC.

Caso o gerenciamento energético da microrrede seja precário, as incertezas na geração eólica e solar fotovoltaica tendem a contribuir para a degradação antecipada do banco de baterias, aumentando os custos pelo uso de diesel e a antecipação da troca de baterias.

1.1.2 Aspectos Associados aos Sistemas de Geração

(a) Efeitos das Características das Fontes Renováveis sobre o Sistema

Além dos efeitos negativos sobre o sistema de armazenamento, a alta variabilidade e incertezas por parte das fontes de geração torna o sistema de gerenciamento da microrrede muito mais complexo e propenso a erros. Alguns aspectos de gerenciamento, como por exemplo o uso ou não de uma fonte despachável para o carregamento das baterias, se tornam mais difíceis de serem planejados. Como consequência, a eficiência global⁵ da microrrede tende a ser reduzida.

Uma vez que a participação das fontes renováveis no atendimento à demanda é reduzida, a consequência inevitável será a utilização mais intensa do gerador à diesel. Além dos gastos adicionais decorrentes do uso mais frequente do gerador, é importante considerar o problemas de natureza logística que microrredes altamente dependentes de geração à diesel podem enfrentar: localização geográfica de difícil acesso, de modo que o transporte de combustível geralmente é uma tarefa dispendiosa.

(b) Efeitos da Complementariedade entre Fontes Renováveis sobre o Sistema

Diante dos problemas técnico-econômicos decorrentes do alto grau de variabilidade das fontes, surge a motivação para investigar de que forma a diversificação da matriz de geração é capaz de mitigar tais problemas.

Fontes de naturezas distintas normalmente apresentam diferentes perfis de geração, de modo que a complementariedade entre as fontes não somente é provável, mas também pode trazer benefícios em diversos aspectos das microrredes isoladas. Entre estes benefícios está a redução das incertezas da geração equivalente e a garantia de uma maior potência firme possível.

Os efeitos da complementariedade entre fontes também serão refletidos através do uso otimizado dos demais componentes do sistema, em especial do sistema de armazenamento pelo fato de ser altamente sensível à variações do perfil de geração.

⁵ Especificamente neste caso, a eficiência global da microrrede é definida como sendo o grau de participação das fontes renováveis no atendimento à demanda em um período de um ano.

(c) Disponibilidade de Diferentes Fontes Renováveis em um Dado Local

Embora os recursos energéticos sejam abundantes na natureza, a capacidade técnica de aproveitamento destes recursos os tornam escassos. Consequentemente, a busca pelo uso eficiente das fontes de geração se torna uma tarefa fundamental principalmente em microrredes isoladas.

O processo de conversão de energia em uma microrrede está bastante relacionado às limitações operacionais dos componentes da microrrede que, quando submetidos à alta variabilidade da fonte de geração, torna a operação da microrrede muito menos eficiente. Este fenômeno é notado, por exemplo, em microrredes fortemente dependentes da geração à diesel, ao mesmo tempo em que parte significativa da geração renovável precisa ser vertida.

A composição de uma matriz de geração com fontes complementares pode permitir que uma fonte específica seja utilizada de forma muito mais eficiente do que a sua utilização sozinha. Além disso, pode possibilitar a exploração de recursos energéticos não convencionais como a maremotriz, por exemplo.

1.2 Objetivos Gerais do Trabalho

As incertezas associadas ao uso de fontes renováveis elevam sobremaneira o grau de complexidade do controle de despacho do sistema. Além disso, o controle de despacho implica em consequências diretas sobre a operação econômica e eficiente do sistema, além de afetar diretamente a taxa de degradação do banco de baterias. O controle de despacho se torna ainda mais crucial devido ao fato de que pequenas variações na estratégia de controle implicam em grandes alterações de desempenho do sistema [3].

Esta tese aborda aspectos e componentes fundamentais que formam parte de uma microrrede isolada e que tem impacto direto na sua operação confiável e eficiente assim como na sua viabilidade técnico econômica.

O primeiro componente está relacionado às fontes de geração disponíveis, tipicamente de natureza intermitente e de como explorar suas curvas de geração e os graus de complementariedade entre elas, de forma a prover uma fonte equivalente com a maior potência firme possível. Considerando que em sistemas isolados a energia é um bem precioso, a sua exploração deve seguir padrões ótimos e de eficiência.

O segundo componente, considerado de alta criticidade, é o armazenamento de energia em sistemas isolados, devido à necessidade de manter em todo momento o balanço geração–carga, ainda que na presença de fontes intermitentes de geração.

A partir desses aspectos, o presente trabalho tem por objetivo desenvolver um

sistema de gerenciamento ótimo para sistemas híbridos isolados com fontes renováveis não convencionais diversificadas, com uma topologia de banco de baterias e modelo mais acurado que, em conjunto, permitam uma operação anualizada mais econômica e mais realística do sistema.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Contribuir para a exploração ótima de recursos maremotrizes, tanto como fonte única, assim como em forma híbrida com outras fontes renováveis já conhecidas (eólica e solar FV):
 - Verificar as características da geração unicamente maremotriz através da operação ótima de uma central de geração maremotriz, usando como estudo de caso o estuário do Bacanga, em São Luís-MA;
 - Estudar os efeitos da composição da geração maremotriz com outras fontes renováveis (eólica e solar FV) para a identificação de padrões de complementariedade da geração em microrredes isoladas.
- Propor um modelo de sistema de armazenamento *dual*, ou seja, um sistema de armazenamento composto por baterias chumbo-ácido, mas que seja particionado de tal maneira que cada um dos subsistemas possa dispor de suas próprias atribuições e suas próprias estratégias de operação. Desta forma pretende-se maximizar a vida útil de todo o sistema de armazenamento através de um gerenciamento mais efetivo, que permita alocar estratégias de operação específicas e que estejam em conformidade com as atribuições dadas a cada uma das partições;
- Investigar os efeitos da diversificação da matriz energética da microrrede, ao incluir outras fontes renováveis que possuam menor grau de incertezas – especificamente hidrocinéticas maremotrizes;
- Verificar os impactos positivos, especialmente sobre o uso do sistema de armazenamento e do gerador à diesel, da adição de fontes renováveis que possuam menor grau de incerteza ao sistema;
- A identificação de características convergentes entre fontes de energia diversificadas e o sistema de armazenamento que agregam ao sistema como um todo importantes propriedades e benefícios.

1.2.2 Contribuições do Trabalho

Considerando as oportunidades decorrentes das constatações observadas na operação de microrredes reais no Brasil e no exterior assim como os trabalhos reportados na literatura recente, este trabalho pode contribuir objetivamente com:

- **uma metodologia para a operação ótima de uma *mono-fonte* maremotriz** - Embora o potencial energético maremotriz seja bastante promissor especialmente para sua utilização no contexto de micro geração, a proliferação do uso desta fonte ainda necessita de análises mais aprofundadas sobre a operação ótima das centrais de geração maremotrizes. Para isso torna-se necessária a investigação sobre a melhor configuração e estratégias de operação que permitam o uso eficiente desta fonte.
- **uma metodologia de análise que seja mais realista do sistema de armazenamento** – A literatura recente e os exemplos reais instalados pelo mundo sinalizam que as baterias eletroquímicas ainda são a opção economicamente mais viável para aplicações em microrredes. Apesar desta realidade, as ferramentas computacionais existentes para análise de microrredes costumam utilizar modelos demasiadamente simplificados destes componentes, o que pode invalidar a análise;
- **uma análise mais realista dos efeitos da modelagem das baterias sobre os aspectos econômicos do sistema** – Uma das principais consequências decorrentes de uma modelagem simplista das baterias é a indução a uma análise financeira equivocada do sistema. Este aspecto se torna ainda mais crítico pelo fato de que o sistema de armazenamento corresponde a uma parcela significativa tanto do custo de capital quanto, em especial, dos custos de O&M;
- **uma análise que seja capaz de considerar os efeitos da degradação das baterias sobre os seus parâmetros elétricos** – À medida em que as baterias envelhecem, a capacidade de armazenamento de energia é comprometida. Isso implica em consequências diretas sobre os outros componentes do sistema, como por exemplo, o gerador diesel, que deverá ser mais requisitado. Esta situação produz um impacto direto sobre os custos de O&M do sistema e, portanto, não deve ser ignorada;
- **uma proposta de modelo de sistema de armazenamento dual** – Dado que as microrredes isoladas impõem um regime de operação bastante severo às baterias, uma arquitetura que permita o particionamento do banco de baterias de forma que cada um dos subsistemas possa dispor de suas próprias atribuições e suas próprias estratégias de operação pode permitir um uso mais eficiente de todo o

sistema de armazenamento, maximizando a sua vida útil. Esta melhoria deverá ser refletida na forma de ganhos financeiros a todo o sistema;

- **uma investigação sobre os efeitos da diversificação da matriz energética da microrrede** – Um dos maiores desafios do sistema de gerenciamento energético de uma microrrede está em tomar decisões operacionais eficientes em um ambiente de incertezas associadas à geração. A inclusão de fontes renováveis que possuem menor grau de incertezas, desde que operadas adequadamente, pode contribuir significativamente para a operação mais eficiente do sistema.

A partir destes tópicos, espera-se contribuir com a evolução das ferramentas de análise e das estratégias de operação de microrredes, especialmente no contexto de microrredes isoladas.

Embora as contribuições apresentadas estejam inseridas em um contexto de microrredes isoladas, é possível supor que tais contribuições sejam igualmente benéficas para o contexto de microrredes conectadas a uma rede principal. Em relação à inserção de fontes hidrocínéticas maremotrizes à matriz energética da microrrede, espera-se observar os efeitos da redução das incertezas na geração que esta fonte pode proporcionar. Isso significa que as contribuições esperadas não se tornam restritas à geração maremotriz, mas que continuarão sendo válidas para o uso de outras fontes que sejam igualmente capazes de reduzir as incertezas na matriz de geração.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido como segue:

No Capítulo 2 é feita uma abordagem geral sobre microrredes: definições e classificações. Além disso, é apresentado o estado-da-arte no que se refere às pesquisas e projetos relacionados à microrredes. Também é feito um descritivo de modelos matemáticos dos principais recursos energéticos de uma microrrede. Estes modelos matemáticos são fundamentais para a implementação de ferramentas computacionais destinadas a simulações e análises de microrredes.

No Capítulo 3 é verificada a configuração e operação otimizada de uma central de geração *unicamente* maremotriz. Como estudo de caso é considerado o estuário do Bacanga, em São Luís - MA.

No Capítulo 4 é apresentada uma descrição do sistema dual de armazenamento por baterias. Como forma de validação e verificação dos benefícios desta estratégia, é apresentado um estudo-de-caso que foi baseado em uma microrrede real.

No Capítulo 5 é apresentado uma investigação acerca da diversificação da matriz energética da microrrede, com relação à melhorias nos aspectos operacionais de microrrede isolada. Como exemplo, foi utilizado um estudo-de-caso também baseado em uma microrrede real como demonstração de tais efeitos.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e as sugestões de trabalhos futuros a partir desta pesquisa.

MICRORREDES COM FONTES RENOVÁVEIS

2.1 Introdução

A integração de diferentes fontes energéticas em uma microrrede pode ser feita através de diversas de topologias. Isto é possível principalmente devido à capacidade dos conversores eletrônicos em integrar entre si diferentes dispositivos de geração, armazenamento e cargas que operem tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada.

De acordo com [16], o desenvolvimento tecnológico associado às microrredes se deve à evolução de atividades em diversas áreas, tais como:

- avanços dos conversores eletrônicos através da disponibilidade de novos dispositivos semicondutores, que levaram a melhorias na eficiência, confiabilidade e qualidade destes conversores;
- desenvolvimento dos Processadores Digitais de Sinais (*DSP - Digital Signal Processor*) e dos microcontroladores em geral;
- desenvolvimento de ferramentas computacionais de simulação que auxiliam o projeto de microrredes;
- desenvolvimento de controladores automáticos e customizados, que melhoram a operação do sistema, além de reduzir a necessidade de manutenções;
- desenvolvimento de baterias chumbo-ácido de descargas profundas, que são especialmente projetadas para aplicações em sistemas com fontes renováveis;

- surgimento de modelos de mercado que incentivam a difusão de geração distribuída (tarifas prêmio e sistema de compensação, por exemplo).

Microrredes de geração de eletricidade podem ser compostas de diferentes fontes renováveis, geradores movidos a combustíveis fósseis, conversores eletrônicos e dispositivos armazenadores de energia. A partir de uma estratégia apropriada de operação, um sistema deste tipo é capaz de operar atendendo requisitos de viabilidade econômica e de confiabilidade. Desta forma, estes sistemas estão inclusive se tornando cada vez mais comuns para a eletrificação de comunidades isoladas em todo o mundo, constituindo-se em microrredes isoladas.

Em um projeto de uma microrrede, tanto o dimensionamento de cada componente quanto as estratégias de operação adotadas precisam ser otimizados. Esta otimização é essencial, pois o desempenho do sistema pode ser significativamente afetado devido a pequenas modificações nas estratégias de operação [3]. No contexto de microrredes isoladas, um dos requisitos básicos é a economia de combustível, enquanto garante a confiabilidade do sistema. A economia de combustível proveniente do uso de fontes renováveis deverá compensar o custo extra de capital do sistema, se comparado com um sistema composto unicamente de geradores movidos a combustíveis fósseis.

2.2 Definição de Microrrede

À medida que a capacidade de integrar diferentes fontes de energia, renováveis ou não, em um único sistema foi se aprimorando, diversas instituições e autores se propuseram a discorrer sobre uma definição para as microrredes.

Em [17], uma microrrede é definida como sendo um sistema elétrico de distribuição que contém cargas e fontes de geração distribuídas de energia que pode ser operado de forma controlada e coordenada, enquanto conectado ou não a uma rede elétrica principal. Diversas fontes tais como solar fotovoltaica, pequenos geradores eólicos e pequenos geradores hidráulicos são geralmente utilizados como fontes de geração em uma microrrede.

Em [18], uma microrrede é caracterizada como sendo uma interconexão de geradores distribuídos integrados a um conjunto de cargas elétricas, bem como acumuladores de energia, que opera como um único sistema de pequeno porte e em baixa tensão. A microrrede pode operar de modo conectado a uma rede elétrica convencional ou em modo ilhado. Em uma microrrede, fontes renováveis de energia podem ser de diferentes tipos e tamanhos, além de poderem ser conectadas de diferentes formas.

Em [19], uma microrrede é definida como sendo um sistema de distribuição em

baixa tensão contendo geração distribuída juntamente com dispositivos de armazenamento e cargas flexíveis. Tal sistema pode ser operado de forma não autônoma, caso conectado a uma rede elétrica convencional; ou de forma autônoma, caso opere desconectado de uma rede convencional. A operação dos microgeradores pode proporcionar diferentes benefícios à operação global do sistema, desde que gerenciada e coordenada de forma eficiente.

De acordo com o CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*), microrredes são sistemas elétricos de distribuição que contêm cargas e fontes de geração distribuída tais como geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis que podem ser operados de forma controlada e coordenada, enquanto conectada a uma rede principal ou operando de forma isolada [20].

O Departamento de Energia dos Estados Unidos define microrredes como sendo um grupo de cargas e fontes de geração distribuídas interconectadas e com fronteiras elétricas bem definidas e que atua como uma entidade controlável e individual [21].

Embora haja algumas variações entre diferentes autores quanto à definição de microrredes, algumas características fundamentais estão presentes na maioria delas:

- um sistema coeso e completo, ou seja, possui geração, demanda e toda a estrutura física e operacional necessárias para a exploração eficiente dos recursos energéticos;
- um sistema que seja capaz de operar conectado a uma rede principal ou de maneira isolada;
- um sistema cujas características de tensão e de topologia são típicas de redes de distribuição;
- um sistema capaz de integrar diferentes tecnologias de geração e de armazenamento de energia.

2.3 Estrutura de Controle em uma Microrrede

Uma das premissas para a criação de uma microrrede é a capacidade de integrar diferentes recursos energéticos a um conjunto de cargas de maneira controlada, coordenada e autônoma. Para tanto, um conjunto de estratégias de controle é fundamental para a formação de uma microrrede. Estas estratégias devem abranger um amplo conjunto de tarefas importantes não só para permitir a operação, mas também a otimização do desempenho global da microrrede. Algumas tarefas importantes realizadas por este conjunto de estratégias de controle são [22]:

- regulação de tensão e frequência em ambos os modos de operação (isolada ou conectada a uma rede);
- otimizar a coordenação do uso das fontes de geração;
- resincronização da microrrede com a rede principal;
- fluxo de potência entre a microrrede e a rede principal;
- otimização do custo de operação da microrrede.

A partir destas tarefas é possível deduzir que as ações de controle precisam atuar em diferentes escalas de tempo e em diferentes magnitudes. Portanto, assume-se que as estratégias de controle devem ser agrupadas em níveis hierárquicos, de acordo com as suas atuações sobre o sistema. A estrutura hierárquica de controle da microrrede é dividida em três partes: controle primário, controle secundário e controle terciário.

O controle primário é responsável por manter a estabilidade de tensão e frequência da microrrede, quando operando em modo ilhado ou conectada à rede principal. Além disso, também é responsável pelo controle de correntes indesejáveis que podem causar danos aos conversores eletrônicos [22]. O controle primário atua em nível de hardware dos conversores eletrônicos responsáveis pela integração entre os componentes da microrrede.

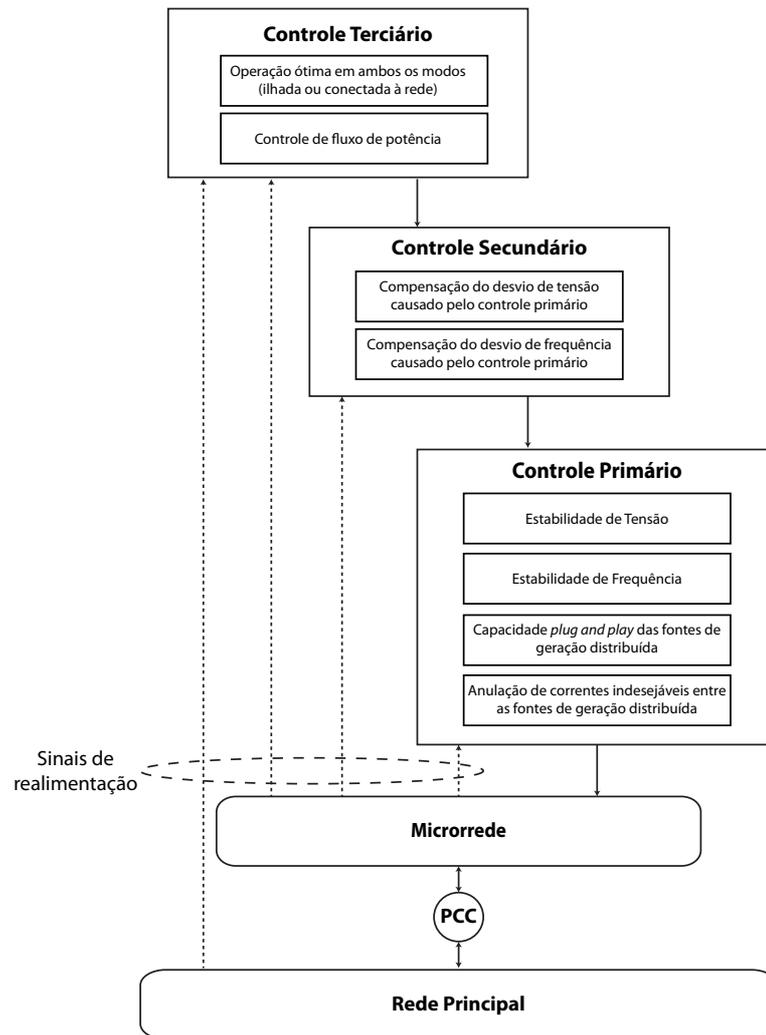
O controle secundário atua para compensar desvios de tensão e frequência resultantes da atuação do controle primário. Desta forma, este controle atua em uma resposta mais lenta do que o anterior.

O controle terciário atua no último nível hierárquico da estrutura de controle e, portanto, possui uma resposta de atuação mais lenta do que os demais controles. No modo conectado à rede, este controle é responsável pelo fluxo de potência entre a rede principal e a microrrede. Além disso, este é o controle responsável pela operação econômica da microrrede.

Na Figura 2.1 é ilustrada a estrutura hierárquica de controle da microrrede e algumas funções de cada nível hierárquico.

No contexto do controle terciário, o sistema de gerenciamento de energia deve atuar de tal maneira que a microrrede opere de forma otimizada, de acordo com algum critério predefinido. A escolha destes critérios deve ser de acordo com as necessidades dos usuários, área geográfica, tipo de equipamento instalado, capacidade da microrrede, políticas governamentais, tipos de tarifas e tecnologias de armazenamento e de geração. A partir destes critérios são definidos um ou mais parâmetros (funções-objetivo) que devem ser otimizados pelo sistema de gerenciamento de energia [23]. Na

Figura 2.1 – Estrutura hierárquica de controle da microrrede.



Fonte: Adaptado de [22]

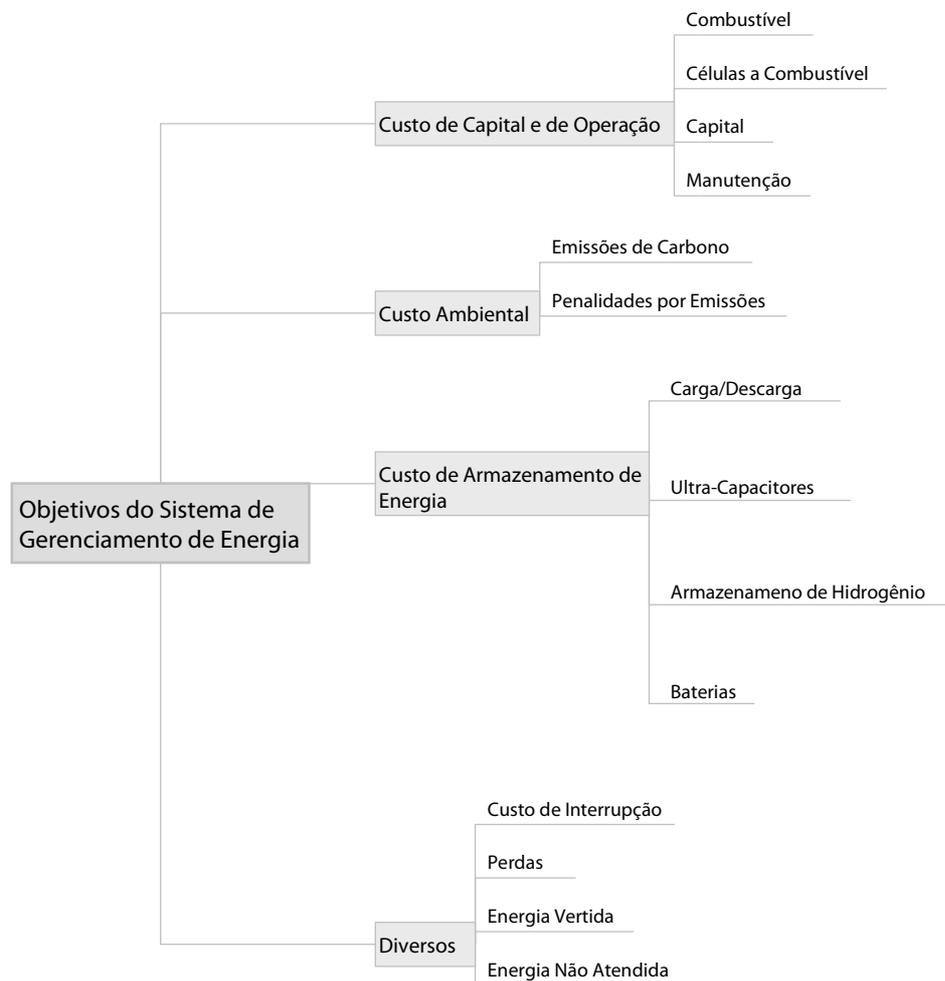
Figura 2.2 são apresentados alguns itens que normalmente são levados em consideração na otimização do sistema de gerenciamento de energia.

2.4 Microrredes com Fontes Renováveis: Estado-da-Arte

O desenvolvimento das tecnologias inseridas nas microrredes se tornou bastante expressivo nos últimos anos. Este desenvolvimento foi acompanhado pelo crescimento significativo de pesquisas relacionadas ao projeto, gerenciamento e operação das microrredes.

Outro aspecto importante é crescimento significativo da quantidade de microrredes instaladas em todo o mundo. Além do próprio desenvolvimento tecnológico, este crescimento é, em parte, devido aos incentivos governamentais quanto ao uso em

Figura 2.2 – Alguns dos parâmetros considerados na formulação da função-objetivo do sistema de gerenciamento de energia.



Fonte: Adaptado de [23]

maior escala das fontes renováveis de energia.

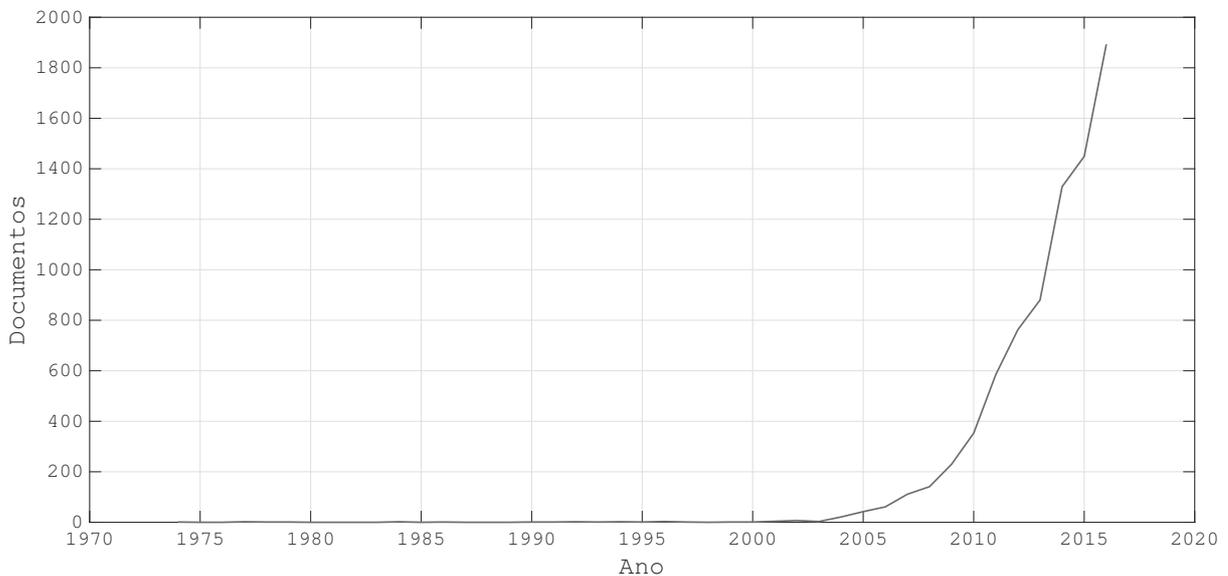
A seguir serão apresentadas as principais contribuições no desenvolvimento das microrredes, tanto no contexto das pesquisas acadêmicas quanto em relação aos projetos instalados pelo mundo.

2.4.1 Pesquisas Relacionadas

Nos últimos anos as pesquisas relacionadas às microrredes tem crescido rapidamente. Publicações acadêmicas relacionadas ao termo *microgrid* (microrrede em Inglês), por exemplo, tem crescido de maneira exponencial nos últimos anos, conforme demonstrado na Figura 2.3 e de acordo com a base de dados *Scopus*.

Várias pesquisas têm abordado diferentes subproblemas relacionados com microrredes. Alguns destes subproblemas são: sistemas de armazenamento [9,25–28], es-

Figura 2.3 – Evolução do número de publicações acadêmicas relacionadas ao termo *microgrid* em todo o mundo.



Fonte: [24]

estratégias de controle [14,29–32] e modelos de mercados [33–36]. Devido à abrangência destes subproblemas e a intensidade com a qual estes têm sido abordados em pesquisas científicas, será apresentada a seguir uma descrição das principais contribuições relacionadas ao controle *terciário* das microrredes, uma vez que este é o contexto em que o presente trabalho está inserido.

O sistema de gerenciamento de energia – o qual é responsável pelo controle terciário – deve ser projetado com o objetivo de otimizar a operação da microrrede seguindo algum critério pré-estabelecido. Desta forma, diferentes estratégias de gerenciamento já foram propostas na literatura científica. Estas propostas variam quanto às técnicas utilizadas e quanto aos critérios a serem otimizados.

Pesquisadores têm utilizado diversas técnicas para tratar da otimização do gerenciamento de energia em uma microrrede, como por exemplo: Programação Linear [37–42], Programação Não-Linear [43–45], Programação Estocástica [46–48], Programação Evolutiva [49–52], Controle Preditivo baseado em Modelo [53], Redes Neurais Artificiais [54] e Lógica *Fuzzy* [55].

Em [56] é apresentada uma estratégia de operação de microrrede conectada a uma rede principal, que inclui o gerenciamento pelo lado da demanda através da criação de esquemas de operação de aparelhos domésticos. O objetivo é minimizar o custo para atender à demanda.

Em [57] é proposto um método de gerenciamento multiobjetivo de uma microrrede que inclui geração local, conexão a uma rede principal, sistema de armazena-

mento e cargas locais. Os objetivos de otimização consistem na minimização do custo da energia e maximização da vida útil das baterias. A fim de alcançar estes objetivos, os autores propõem a busca do melhor padrão de carga e descarga das baterias. Uma das limitações deste método é o modo simplificado de estimativa da vida útil das baterias, que somente considera os efeitos da profundidade de descarga em cada ciclo.

Em [54] é apresentado o desenvolvimento e implementação de uma rede neural recorrente usada para a otimização da operação de uma microrrede conectada a uma rede principal e que inclui baterias e um carro elétrico. A rede neural determina a operação das fontes renováveis, das baterias e de um carro elétrico, de modo a minimizar a energia recebida da rede principal e maximizar a participação das fontes renováveis. A análise é feita para um horizonte de uma semana.

Em [58] é apresentado um mecanismo de contrato dinâmico que regulamenta a compra de energia pela microrrede, enquanto os desbalanços entre geração e cargas locais são resolvidos de maneira eficiente. O objetivo é minimizar as incertezas associadas à compra de energia da rede principal pela microrrede. O contrato estabelece as condições para compra de energia durante um intervalo específico de tempo, ao mesmo tempo em que permite a flexibilidade para compras futuras. Nos termos do contrato, as condições futuras de compra de energia serão formuladas através de programação dinâmica estocástica, que deve considerar previsões futuras de carga e o estado atual do sistema de armazenamento.

Em [59] é abordado o problema do gerenciamento do consumo de energia em uma microrrede. Inicialmente, o problema é modelado como um jogo não-cooperativo, onde os consumidores competem entre si com o objetivo de minimizar seus custos de consumo de energia. Em seguida é demonstrado que esta modelagem possui um único ponto de equilíbrio de Nash, ou seja, uma única solução ótima para o consumo de energia. Os resultados indicaram que o esquema obtido é efetivo para um intervalo de tempo de um dia.

Em [55] é apresentada uma estrutura baseada em lógica *Fuzzy* para otimizar o gerenciamento de energia em uma microrrede. O objetivo é atender à demanda interna da microrrede de modo que maximize as receitas em um cenário em que o preço da eletricidade varie ao longo do tempo e paralelamente reduza os efeitos ambientais das emissões de poluentes por parte da rede principal. A lógica *Fuzzy* é utilizada para determinar, a cada intervalo de tempo, a taxa de carga/descarga do sistema de armazenamento do microrrede. Esta decisão leva em consideração o preço da eletricidade da rede principal, a demanda local, o nível de produção atual das fontes renováveis locais e o nível de poluição atual da rede principal.

Em [53] é apresentado o projeto e análise de um modelo de otimização a longo prazo do esquema de operação de uma microrrede conectada a uma rede principal e

composta de um sistema híbrido de armazenamento (baterias + hidrogênio). A otimização é feita através de MPC e cujo objetivo é maximizar os benefícios econômicos na microrredes, enquanto reduz os custos associados ao uso de cada sistema de armazenamento.

Em [60] é apresentada uma estratégia de otimização para o planejamento e operação de fontes renováveis distribuídas. O modelo leva em consideração as demandas locais, dados meteorológicos, sistema tarifário da concessionária de energia e características das fontes geradoras. O objetivo da estratégia é minimizar o custo da energia, enquanto mantém índices aceitáveis de confiabilidade.

Em [61] é feito um descritivo de um sistema chamado *SPL*, localizado no Campus de Savona, da Universidade de Gênova. Este descritivo está focado no modelo matemático desenvolvido para o gerenciamento energético ótimo do *SPL*. O objetivo consiste em minimizar os custos diários de operação do sistema. Além disso, é abordada a redução das emissões de CO₂ pela rede principal através da operação ótima do *SPL*.

Em [62] é apresentada uma solução para o problema de gerenciamento energético em uma microrrede composta de fontes renováveis e não-renováveis, sistema de armazenamento e cargas. O objetivo consiste na minimização do custo de geração, enquanto atende a requisitos de atendimento à demanda, ambientais e operacionais do sistema. Neste trabalho é introduzido um conceito chamado de probabilidade de autossuficiência (*Probability of Self-Sufficiency - PSS*), que indica a probabilidade da microrrede ser capaz de atender à sua demanda de modo autônoma. Para os casos analisados, constatou-se que o método pode ser uma ferramenta efetiva para atingir um valor desejado de *PSS* através do dimensionamento do sistema de armazenamento.

Além das metodologias utilizadas para o gerenciamento energético de uma única microrrede, alguns pesquisadores tem proposto modelos de gerenciamento de múltiplas microrredes que são capazes de interagir entre si e entre a rede principal.

Em [63] é apresentada uma proposta baseada em *Sistemas Multiagentes* cujo objetivo é direcionar o mercado de energia entre microrredes. O foco da estratégia consiste em utilizar a diversidade nos padrões de consumo, a disponibilidade das fontes geradoras, os sistemas de armazenamento e resposta da demanda para suavizar a curva de demanda e reduzir o custo da eletricidade. Além disso, é sugerido um mecanismo de incentivo baseado em índices que reflitam a frequência e magnitude da participação do consumidor no esquema de resposta da demanda.

Observa-se uma abundancia de artigos relacionadas com microrredes conectadas com a rede principal, tendo como componentes de geração renovável típicos as fontes de energia solar fotovoltaica e eólica. Entretanto, os trabalhos focalizando mi-

microrredes isoladas são mais escassos. Artigos de microrredes utilizando fontes oceânicas, não foram identificados na literatura.

Um trabalho que trata de sistemas isolados é descrito em [29] e [8], onde são apresentadas a especificação, descrição, desenvolvimento e desafios tecnológicos superados para a implementação do *Sistema Híbrido Isolado da Ilha de Lençóis*. Este sistema é uma microrrede isolada que foi projetada e implementada pelo Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão. O objetivo do projeto é prover os usuários de eletricidade confiável, contínua, sustentável e de boa qualidade.

Em [64] é apresentada uma proposta de otimização da operação de uma microrrede isolada formada por fontes renováveis e não renováveis, além de sistema de armazenamento. Além disso, é considerada a natureza estocástica das fontes renováveis e da carga. O problema de otimização é resolvido através de *PSO* e o objetivo da estratégia é reduzir o custo de operação da microrrede.

Em [65] é apresentada uma proposta de sistema de gerenciamento de energia em uma microrrede isolada composta por fontes renováveis e sistemas de armazenamento (baterias + células a combustível). O objetivo é otimizar os custos totais do sistema (geração e reposição) através do prolongamento da vida útil dos sistemas de armazenamento. No entanto, o modelo utilizado para estimar a vida útil das baterias leva em consideração apenas a quantidade acumulada de ciclos aos quais estas foram submetidas.

Um importante aspecto a ser mencionado é que, embora muitos trabalhos abordem problemas que são diretamente relacionados aos sistemas de armazenamento, o modelo matemático empregado nestas abordagens são geralmente muito simplistas, de modo que principal problema deste modelo é que ele não reflete a realidade quando as baterias operam em regimes típicos de microrredes isoladas com fontes renováveis. Isso implica que este modelo somente será eficaz em sistemas cujo regime de operação das baterias seja o mais próximo possível das condições recomendadas pelos seus fabricantes.

2.4.2 Projetos de Microrredes Isoladas Implementados

O crescimento de pesquisas relacionadas às microrredes tem sido acompanhado pela implementação de diversas microrredes em todo o mundo. Estas iniciativas possuem diferentes propósitos, que vão desde pesquisa e desenvolvimento até fins comerciais. Na Tabela 2.1 é feito um descritivo de várias microrredes isoladas instaladas pelo mundo [66]. Neste descritivo estão relacionados vários aspectos importantes tais como: tipos de fontes geradoras, tipos de sistemas de armazenamento, topologia e aplicação da microrrede.

Convém destacar ainda que as microrredes isoladas demonstram ser uma solução tecnológica viável em diferentes locais e condições climáticas. Esta é uma característica que somente é possível graças à disponibilidade de diferentes recursos energéticos em diferentes locais. Desta forma, as energias oceânicas podem contribuir significativamente para a propagação das microrredes isoladas, uma vez que podem aumentar o leque de recursos energéticos em um dado local.

Tabela 2.1 – Descritivo de diversas microrredes isoladas instaladas pelo mundo.

Detalhes				Fontes Não Renováveis	Fontes Renováveis				Armazenamento			Tipo de Microrrede	Capacidade total (kW)	Aplicação
Nome	Local	País	Ano	Diesel [D]; Correntes[C]; Gás [G]; Hidro [H]; Microgeração[M]	Eólica	Fotovoltaica	Células Combustíveis	Biogás	Baterias	Volantes de Inércia	Capacitores	Remota [R]; Conectada à rede [C]; Campus Universitário [U]; Topologia AC/CC		
Sistema de Geração Híbrida Eólico – Solar – Diesel da Ilha de Lençóis	Cururupu	Brasil	2008	D	•	•			•			R, AC	43	Para atendimento à comunidade isolada
Sistema de Geração Solar Fotovoltaico da Ilha Grande	Humberto de Campos	Brasil		D		•			•			R, AC	30	Para atendimento A comunidade isolada
Microgrid test facility in Yokahoma		Japão	2008	G	•	•		•	•			R, AC	100	Para pesquisas do Instituto de Pesquisa de Yokahoma
Hawaii Hydrogen Power Park	Hawaii	EUA	2012		•	•	•		•			R, DC	200	Microrrede para testes
Eigg island plant		Escócia		H	•	•				•		R, AC	144	Para atendimento em comunidade isolada
Mannheim-Wallstadt residential Plant	Mannheim	Alemanha	1992 2003			•						R, AC	30	Para deslocamento de carga
KERI Microgrid System	Jeju Island	Coréia	2008	D	•	•	•		•			R, AC	100	Para estabelecer uma microgrid piloto
San Juanito Plant	San Juanito	México	2004	D	•	•						R, CC	200	Para atendimento à comunidade isolada
Mt. Newall Microgrid	Mt. Newall	Antártida	2002	D	•	•						R, AC	10	Para atendimento a laboratórios de pesquisa
Kozuf Microgrid	Kozuf Mounain	Macedônia	2007			•		•				R, AC	5	Atendimento a um centro de Ski
Santa Cruz Island	Califórnia	EUA	2005	D		•			•			R, CC	300	Para uso da Marinha/EUA
Sunwize Power Plant		Canadá		D	•	•			•			R, AC	15	Sistema standby
Campinas Microgrid	Campinas	Brasil	2001	D		•			•			R, CC	150	Para atendimento residencial
Xcalac Microgrid	Xcalac	México			•				•			R, CC	150	Para atendimento à comunidade isolada

Detalhes				Fontes Não Renováveis	Fontes Renováveis				Armazenamento			Tipo de Microrrede	Capacidade total (kW)	Aplicação
Nome	Local	País	Ano	Diesel [D]; Correntes[C]; Gás [G]; Hidro [H]; Microgeração[M]	Eólica	Fotovoltaica	Células Combustíveis	Biogás	Baterias	Volantes de Inércia	Capacitores	Remota [R]; Conectada à rede [C]; Campus Universitário [U]; Topologia AC/CC		
Isla Tac Microgrid Plant	Isla Tac	Chile	2002	G	•				•			R, AC	40	Para atendimento à comunidade isolada
Subax residencial microgrid	Subax	China	2006	G, D	•	•			•			R, AC	50	Para atendimento à comunidade isolada
Dangling Rope Marina Microgrid	Utah	EUA	2001			•						R, AC	160	Atendimento a um parque nacional
Kotzebue Microgrid Plant	Alaska	EUA	1997	D	•							R, AC	11000	Para aplicação em áreas remotas
Alto Baguales Microgrid Plant	Coyhaique	Chile	2001	D, H	•							R, AC	23000	Para aplicação em áreas remotas
Wales Alaska Power Plant	Alaska	EUA	2002	D	•				•			R, AC	500	Para atendimento a áreas rurais
St. Paul Power Plant	Alaska	EUA	1999	D	•							R, AC	500	Para aplicação industrial/aeroporto
Ascension Island Power Plant	Ascension Island	Canadá	1996		•							R, AC	225	Para atendimento a comunidade isolada

Fonte: Adaptado de [66]

A partir das informações da Tabela 2.1 é possível constatar alguns aspectos importantes:

- a maioria das microrredes instaladas utiliza uma topologia em CA;
- as fontes de energia mais comuns são solar fotovoltaica, eólica, microgeração hidráulica e geradores diesel/gás;
- quanto ao sistema de armazenamento, as baterias eletroquímicas ainda são a escolha mais comum, embora outras tecnologias tais como volantes de inércia e super capacitores também sejam utilizadas;
- alguns poucos projetos utilizam mais de uma tecnologia de armazenamento;
- poucos projetos não utilizam qualquer tecnologia de armazenamento de energia.

2.5 Recursos Energéticos em uma Microrrede

De acordo com [67] os recursos energéticos da microrredes são de dois tipos: geradores distribuídos e sistemas de armazenamento.

Os geradores distribuídos incluem diversos tipos de fontes de energia, podendo estas serem renováveis ou não. Tendo em vista que as microrredes devem ser capazes de integrar diferentes fontes de energia, a composição da matriz energética da microrrede deve ser de acordo com a disponibilidade e viabilidade técnico-econômica de cada uma destas fontes. As fontes de energia mais comuns utilizadas em microrredes são a solar fotovoltaica, eólica, microturbinas, células a combustíveis e grupo geradores a diesel.

Os sistemas de armazenamento são normalmente utilizados para melhorar a estabilidade, qualidade e confiabilidade geral do sistema [67]. Isso ocorre graças à possibilidade de se utilizar o sistema de armazenamento para compensar desbalanços de potência gerados por flutuações tanto do lado da geração quanto do lado da demanda. Embora existam diversas tecnologias usadas para o armazenamento de energia, as mais comuns para aplicações em microrredes são as baterias eletroquímicas, super capacitores, e volantes de inércia [68].

A seguir serão detalhados alguns dos recursos energéticos mais comuns em uma microrrede.

2.5.1 Sistema de Geração Fotovoltaica

Dispositivos de geração fotovoltaicos – sistemas FV – são sistemas capazes de converter a radiação solar diretamente em energia elétrica. Dentre as diversas tecnolo-

gias de aproveitamento das fontes renováveis, os sistemas FV são a fonte que apresenta um crescimento mais rápido na matriz energética global. Através de políticas de incentivos (tarifas prêmio e sistema de compensação, por exemplo) a capacidade instalada de sistemas FV em todo mundo cresceu de 1,8 GW em 2000 para 67,4 GW ao final de 2011. Isso representa uma taxa anual de crescimento na ordem de 44 % [69]. A curva de aprendizado para os custos dos módulos fotovoltaicos é estimada entre 19% e 22%, ou seja, para cada período de tempo em que a capacidade instalada dobra, os custos dos módulos fotovoltaicos são reduzidos entre 19% e 22%.

A energia solar é uma fonte renovável que está disponível em praticamente todos os lugares do mundo. Dispositivos de geração FV são pequenos e altamente modulares e portanto, podem ser utilizados, à princípio, em qualquer lugar, ao contrário de outras fontes de geração. Ao contrário de fontes convencionais tais como geradores que utilizam combustíveis fósseis, sistemas FV não possuem custos de combustíveis e um custo de manutenção (OeM) relativamente baixo. Desta forma, a geração FV pode se tornar competitiva em relação às fontes convencionais.

Os sistemas FV são compostos de células que, quando agrupadas, formam um módulo (ou painel) fotovoltaico. Estes módulos fotovoltaicos, por sua vez, podem ser agrupados em série e/ou paralelo, de modo a formarem um *arranjo* fotovoltaico. Para que o arranjo FV seja integrado à uma carga ou a outras fontes de geração, dispositivos auxiliares tais como inversores e controladores de carga geralmente são necessários.

A potência elétrica gerada por cada módulo FV segue a relação entre corrente e tensão terminal. Esta relação apresenta um comportamento típico, como exemplificado na Figura 2.4. Nota-se nesta figura que a curva tracejada indica os pontos de operação do painel. Sabendo-se que a potência elétrica produzida é um produto entre tensão e corrente do painel, a curva contínua representa a variação da potência gerada à medida em que a operação do painel se move ao longo da curva tracejada. A partir destas relações entre tensão, corrente e potência do painel, é demonstrado que existe um ponto de operação em que ocorre a máxima potência gerada. Através de algoritmos *MPPT* é possível garantir que o painel opere sempre próximo a este ponto de máxima geração.

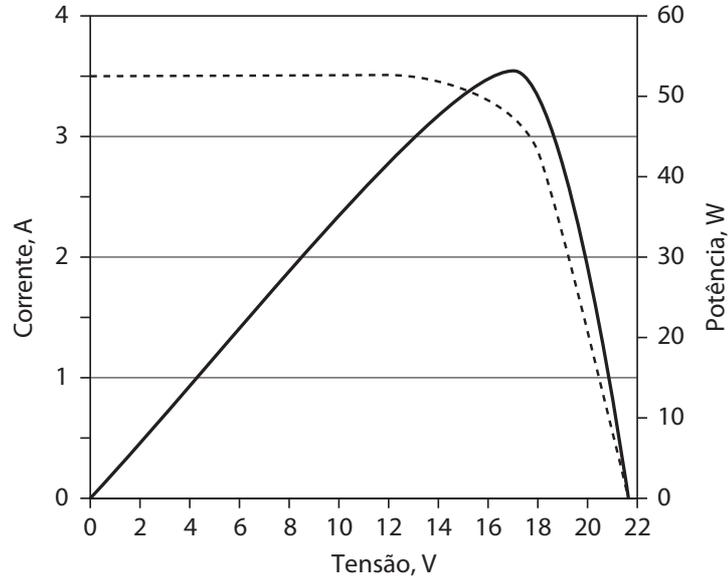
Além das curvas características apresentadas na Figura 2.4, é importante destacar que a potência gerada pelos painéis FV varia tanto em função da radiação solar quanto em função da temperatura, como demonstrado na Figura 2.5.

A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos no instante t será:

$$P_{PV}(t) = P_{PV,N} f_{PV} \left(\frac{G(t)}{1kW/m^2} \right) \quad (2.1)$$

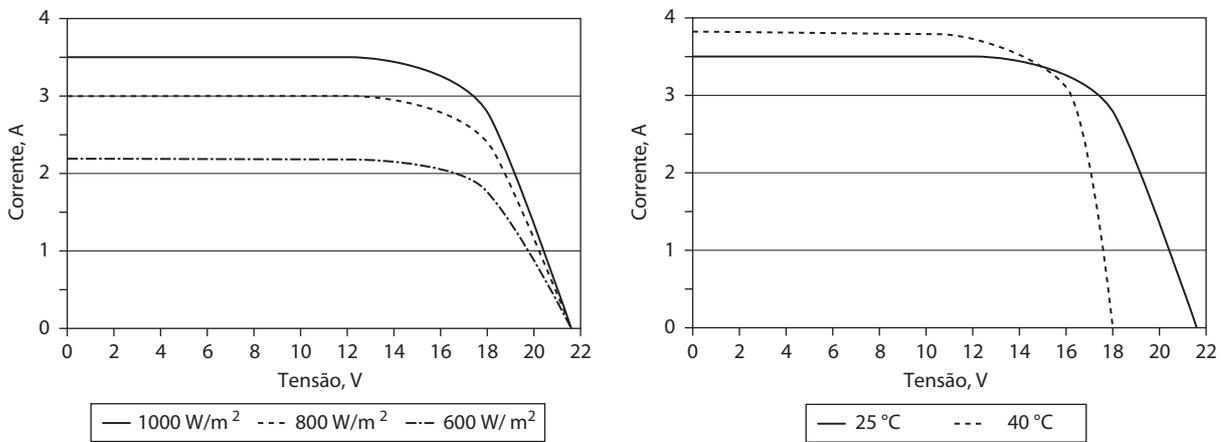
onde P_{PV} é a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico [kW]; $P_{PV,N}$ é a potência nomi-

Figura 2.4 – Curva característica de tensão versus corrente e potência gerada por um módulo FV.



Fonte: Adaptado de [70]

Figura 2.5 – Curva característica de tensão versus corrente e potência gerada por um módulo FV.



Fonte: Adaptado de [70]

nal do arranjo fotovoltaico [kW]; $G(t)$ é a irradiação média que incide sobre os painéis no tempo t [kW/m²];

A geração elétrica dos painéis depende fortemente da temperatura em que estes estão submetidos. Caso seja considerado o efeito da temperatura dos painéis, a potência gerada será:

$$P_{PV}(t) = P_{PV,N} f_{PV} \left(\frac{G(t)}{1 \text{ kW/m}^2} \right) [1 + \alpha (T_C - T_{STC})] \quad (2.2)$$

onde f_{PV} é um fator de redução para a geração fotovoltaica, que inclui fatores externos tais como poeira, perdas em conexões, eventuais sombreamentos por objetos, etc... (não envolve a eficiência interna dos painéis) [%]; α é o coeficiente de temperatura do painel FV, cujo valor típico é entre -0,43 %/°C a -0,47 %/°C; T_C é a temperatura nos painéis FV [°C] e T_{STC} é a temperatura de operação nominal dos painéis FV [°C].

Para que seja realizada uma análise temporal da geração fotovoltaica, é necessário conhecer o perfil temporal da fonte primária – radiação solar. Um dos métodos mais conhecidos para a síntese de séries temporais de radiação solar é o método de *Graham* [71].

2.5.2 Sistema de Geração Eólica

Os sistemas de geração eólicos são um conjunto de dispositivos capazes de converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica. Embora existam outros conceitos tecnológicos, o princípio mais comum utilizado nesta tarefa consiste em turbinas aerodinâmicas acopladas através de um eixo girante a um gerador elétrico.

Em todo o mundo a geração eólica vivenciou um crescimento na ordem de 27 % entre os anos de 2000 e 2011, sendo que a capacidade de geração dobrou a cada cerca de três anos. Somente no ano de 2011, 41 GW de capacidade foi instalada pelo mundo. Esse crescimento é maior do que quaisquer outras fontes renováveis no mesmo período [72].

As turbinas eólicas atuais possuem uma ampla variedade tanto em termos de capacidade de geração quanto em termos de tecnologias utilizadas, sendo que o modelo mais comum consiste em turbinas compostas por três pás que giram em torno de um eixo horizontal. Este modelo engloba quase a totalidade das turbinas eólicas atualmente instaladas pelo mundo. Embora as turbinas de eixo vertical sejam uma realidade, a eficiência aerodinâmica destas é inferior e, portanto, não representam uma parcela significativa no mercado atual [72].

Embora o estágio tecnológico atual permita a implementação e operação de grandes turbinas cujas pás possuem dezenas de metros, as turbinas de pequeno porte,

apesar de serem um nicho bastante específico, são um segmento de mercado que tem crescido rapidamente nos últimos anos. Portanto, estas turbinas de pequeno porte são um componente fundamental no desenvolvimento das microrredes com fontes renováveis [72].

A potência elétrica gerada por uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento que atinge de forma axial a turbina e também proporcional à área de abrangência das pás. Deste modo, a duplicação da velocidade do vento e a duplicação do diâmetro do rotor da turbina elevam a potência gerada em um fator de oito e em um fator de quatro, respectivamente.

Um modelo para representar a potência gerada por uma turbina eólica é [18]:

$$P_w = \begin{cases} 0 & \text{se } v_w < v_c \\ P_r \frac{v_w - v_c}{v_r^3 - v_c^3} & \text{se } v_c \leq v_w \leq v_r \\ P_r & \text{se } v_r \leq v_w \leq v_f \\ 0 & \text{se } v_w > v_f \end{cases} \quad (2.3)$$

onde Q_w é a potência gerada pela turbina eólica [kW]; P_r é a potência nominal da turbina eólica [kW]; v_w é a velocidade instantânea do vento [m/s]; v_c é a velocidade de vento para partida da turbina eólica [m/s]; v_r é a velocidade nominal da turbina eólica [m/s] e v_f é a velocidade de vento para a parada da turbina eólica [m/s].

Normalmente as medições de velocidade de vento são feitas em uma altura diferente daquela em que as turbinas são instaladas. Neste caso, torna-se necessário estimar a velocidade do vento na altura do eixo das turbinas a partir das medições existentes, de acordo com a Equação 2.4 [73].

$$v_w = v_{data} \frac{\ln\left(\frac{H_t}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{data}}{z_0}\right)} \quad (2.4)$$

onde v_w^R é a velocidade nominal do vento para a turbina eólica [m/s]; v_{data} é a velocidade de vento medida na altura H_{data} [m/s]; H_t é a altura do eixo da turbina eólica em relação ao solo [m] e H_{data} é a altura em que foram realizadas as medições originais do vento [m].

O parâmetro z_0 pode ser obtido a partir da Tabela 2.2.

2.5.3 Sistema de Geração Baseado em Energias Oceânicas

As energias oceânicas ainda não são exploradas como alternativas de geração para microrredes isoladas onde esta fonte esteja disponível. O estudo, impacto e bene-

Tabela 2.2 – Valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfície.

Tipo de Cobertura	Faixa de Rugosidade z_0 (m)
Áreas Urbanas	0,4 – 3,0
Florestas	0,4 – 0,8
Caatinga	0,1 – 0,4
Cerrado	0,1 – 0,4
Culturas Agrícolas	0,02 – 0,05
Pastagens	0,02 – 0,05
Solo Exposto	0,001 – 0,01
Corpos d'água (lagos, oceanos)	0,0002 – 0,001

Fonte: [74]

fícios da introdução deste tipo de fonte faz parte do escopo desta Tese.

A energia maremotriz atualmente é a forma mais comum, quando se trata de exploração das energias oceânicas. Além da energia maremotriz, atualmente são estudadas outras quatro formas de energias oceânicas para geração de eletricidade: ondas [75], correntes oceânicas [76], gradiente de salinidade [77] e gradiente térmico [78].

O potencial energético teórico global das energias oceânicas é estimado em 2,05 EWh/ano. Embora seja um valor bastante elevado, o potencial técnico¹ ainda representa uma parcela significativamente menor, se comparado a outras fontes renováveis mais consolidadas, como a eólica ou fotovoltaica.

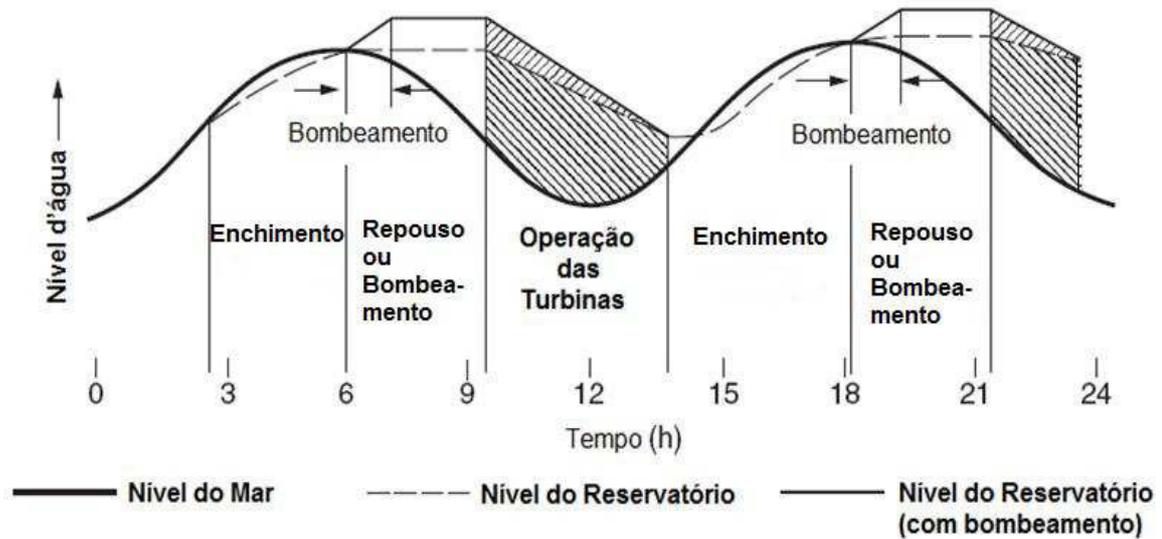
A energia maremotriz pode ser explorada através de dois conceitos: geração através de gradiente de marés e geração através de correntes de marés.

A geração de energia através de gradiente de marés corresponde à única forma de exploração das energias oceânicas que já apresenta tecnologias suficientemente consolidadas para a sua utilização em larga escala comercial. Esta forma de geração utiliza um conceito semelhante ao utilizado em hidroelétricas convencionais (energia potencial). Através de uma barragem, cria-se uma diferença de potencial entre as massas de água, conforme ilustrado na Figura 2.6.

A usina maremotriz de La Rance (240 MW), é um exemplo da utilização comercial em grande escala dessa forma de geração de energia. Por outro lado, apenas alguns poucos lugares do mundo possuem amplitudes de marés significativas, além de outras condições socioambientais adequadas a este tipo de exploração.

¹ O *potencial técnico* representa a quantidade de energia atualmente explorável por uma determinada tecnologia, considerando a capacidade técnica da tecnologia, limitações topográficas, ambientais e sociais do local.

Figura 2.6 – Esquema de geração em maré vazante.



Fonte: Adaptado de [79]

O potência gerada por uma turbina maremotriz é dada pela Equação 2.5:

$$P_{MM} = \eta_{MM} \rho_{str} g H_D Q_{MM} \quad (2.5)$$

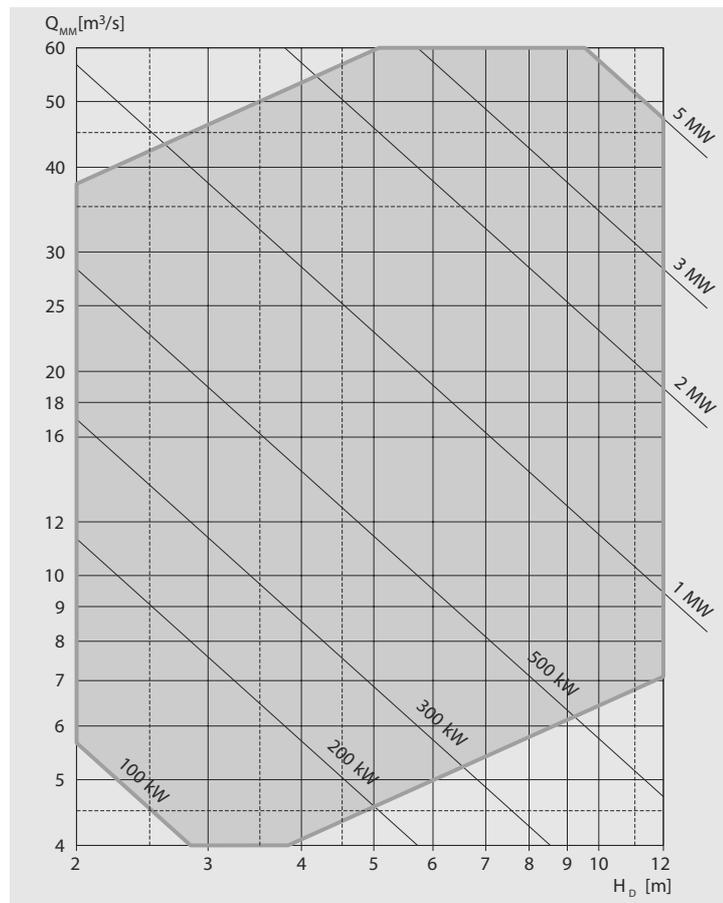
onde P_{MM} é a potência gerada pela turbina maremotriz [kW]; η_{MM} é a eficiência da turbina maremotriz; ρ_{str} é a densidade da água do mar [considerada igual a 1024 kg/m^3]; g é a aceleração gravitacional [$9,81 \text{ m/s}^2$]; H_D é a queda d'água disponível [m] e Q_{MM} é a vazão através da turbina maremotriz [m^3/s].

As baixíssimas quedas disponíveis impõem a necessidade por turbinas específicas para tais condições. Desta forma, turbinas *Kaplan* são as mais indicadas graças à sua capacidade de regulação da inclinação das pás e regulação de vazão. As relações entre potência gerada, eficiência, queda, vazão e rotação da turbina geralmente são apresentadas na forma de *diagrama de colina*, conforme ilustrado na Figura 2.7.

As correntes de mares são resultantes da movimentação horizontal das massas de água durante o processo de variação das marés. As tecnologias utilizadas na exploração das correntes de marés ainda se encontram em uma escala pré-comercial e diferentes conceitos tecnológicos tem sido discutidos. No entanto, este conceito tem se tornado uma das formas mais promissoras de exploração das energias oceânicas. Dentre vários motivos, destacam-se dois principais:

- estágio avançado de desenvolvimento tecnológico, se comparada à demais tecnologias de exploração das energias oceânicas;

Figura 2.7 – Exemplo de diagrama de colina de uma turbina Kaplan de baixa queda.



Fonte: Adaptado de [80]

- se comparada à geração por gradiente de marés, possui grau de aplicabilidade significativamente maior, uma vez que não necessita de represamentos artificiais e nem de grandes variações de marés.

Uma turbina de corrente de marés é um dispositivo que converte a energia cinética das correntes de marés em eletricidade, de modo análogo às turbinas eólicas em relação ao vento. Desta forma, a potência gerada por uma turbina de correntes de marés será:

$$P_{str} = \frac{1}{2} \rho_{str} \eta_{str} A_{str} v_{str}^3 \quad (2.6)$$

onde P_{str} é a potência gerada pela turbina hidrocínética maremotriz [kW]; η_{str} é a eficiência geral da turbina hidrocínética maremotriz; A_{str} é a área abrangida pelas pás da turbina hidrocínética maremotriz m^2 e v_{str} é a velocidade da corrente de maré [m/s].

2.5.4 Sistema de Geração à Diesel

Para garantir a o atendimento contínuo à demanda por parte da microrrede, especialmente quando esta é isolada da rede convencional, são necessárias unidades de geração que possam ser despacháveis. Na maioria dos casos esta função é realizada por geradores à diesel. A escolha da capacidade de um gerador à diesel a ser instalado em uma microrrede isolada deve considerar os seguintes aspectos:

- caso o gerador à diesel seja conectado diretamente à carga, a sua capacidade nominal deve ser no mínimo igual à máxima demanda;
- caso o gerador à diesel também seja utilizado para recarregar as baterias, a sua potência produzida deve ser capaz de, além de atender à demanda, ser capaz de injetar corrente elétrica nas baterias que seja compatível com aquela recomendada pelo fabricante.

Um dos aspectos mais importantes quanto ao uso do gerador à diesel é a sua eficiência energética, uma vez que a viabilidade econômica de uma microrrede depende fortemente do uso eficiente de combustível por parte do grupo gerador.

O consumo de combustível por parte do gerador diesel pode ser obtido através da Eq. 2.7 [81, 82].

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad (2.7)$$

onde F é o consumo de combustível pelo gerador à diesel [L/h]; F_0/F_1 são os coeficientes da curva de consumo do gerador à diesel $L/h/kW$; Y_{gen} é a capacidade nominal do gerador à diesel [kW] e $P_{gen}(t)$ é a potência de saída do gerador à diesel no instante t .

A eficiência do gerador é a razão entre a potência elétrica gerada e a energia química do combustível que é consumida, ou seja:

$$\eta_{gen} = \frac{3,6 P_{gen}}{m_{fuel} LHV_{fuel}} \quad (2.8)$$

onde η_{gen} é a eficiência do gerador à diesel; $[m_{fuel}]$ é a taxa de fluxo de massa do combustível [kg/h] e LHV_{fuel} é o poder calorífico inferior do combustível [MJ/kg]. O fator de 3,6 é devido ao fato que $1 kWh = 3,6 MJ$.

A taxa de fluxo de massa m_{fuel} é dada por:

$$m_{fuel} = \rho_{fuel} \left(\frac{F}{1000} \right) \quad (2.9)$$

onde $[\rho_{fuel}]$ é a densidade do combustível $[\text{kg}/\text{m}^3]$

Substituindo a Eq. 2.7 em 2.9, tem-se:

$$m_{fuel} = \frac{\rho_{fuel} (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen})}{1000} \quad (2.10)$$

A partir das Eq. 2.8 e 2.10, a eficiência do gerador será:

$$\eta_{gen} = \frac{3600 P_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen}) LHV_{fuel}} \quad (2.11)$$

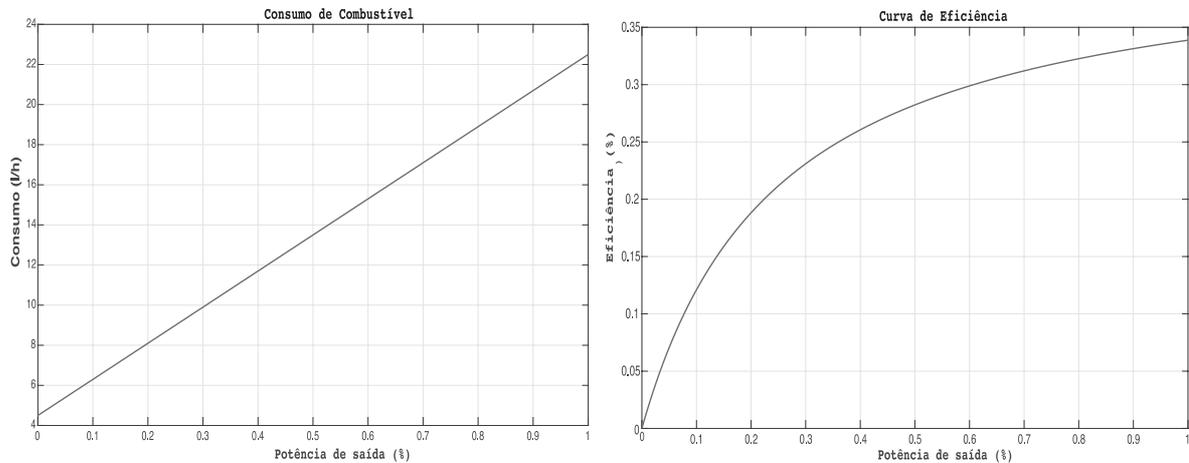
A eficiência será mais útil se for dada em função da *capacidade nominal* do gerador diesel. Desta forma, dividindo-se a Eq. 2.11 por Y_{gen} , tem-se:

$$\eta_g = \frac{3600 P_g}{\rho_{fuel} (F_0 + F_1 P_g) LHV_{fuel}} \quad (2.12)$$

onde η_g é a eficiência em relação à potência nominal do gerador à diesel e P_g é a razão entre a potência de saída e a potência nominal do gerador diesel

Na Figura 2.8 são exemplificadas as curvas típicas de consumo e de eficiência do gerador diesel. Nota-se, portanto, que a eficiência do gerador diesel cai exponencialmente à medida em que sua potência de saída é reduzida. Isso implica dizer que o uso racional do gerador em uma microrrede inclui operá-lo em potência mais próxima possível da nominal.

Figura 2.8 – Curvas típicas do gerador à diesel. Esquerda – consumo de combustível. Direita – curva de eficiência.



2.5.5 Modelagem de Baterias Chumbo-Ácido

Devido à natureza estocástica das fontes renováveis, dispositivos de armazenamento devem ser incluídos ao sistema, de modo a maximizar a penetração destas fontes e garantir critérios de confiabilidade sem a necessidade de uso demasiado da geração a diesel.

Existem basicamente três motivos pelos quais os sistemas de armazenamento de energia são atrativos no contexto de microrredes isoladas [83]:

- microrredes compostas de fontes renováveis normalmente apresentam um custo de geração menor do que a geração somente a diesel. Embora isso seja uma vantagem, estas microrredes necessitam de sistemas de armazenamento para garantir um atendimento contínuo à demanda;
- microrredes instaladas em locais remotos normalmente apresentam uma topologia radial ou fracamente malhada, além de pouca flexibilidade quanto as fontes de geração. Sistemas de armazenamento atuam como uma forma de melhor integração entre as fontes;
- sistemas de armazenamento podem proporcionar um uso mais eficiente das fontes renováveis.

O armazenamento de energia precisa compensar os períodos de alta demanda e baixa disponibilidade de radiação solar. Estes períodos são tanto de natureza horária/diária quanto de natureza sazonal. Dependendo da estratégia de controle do sistema, as baterias podem sofrer longos períodos com estado de carga intermediário, sem alcançar o pleno estado de carga.

A tecnologia de armazenamento mais utilizada tanto em pesquisas relacionadas às microrredes quanto em sistemas reais ainda é as baterias eletroquímicas, especialmente as do tipo chumbo-ácido.

Um modelo matemático das características operacionais das baterias se torna indispensável para o gerenciamento energético adequado em uma microrrede. Uma variedade de modelos matemáticos já foi apresentada da literatura científica, sendo que cada modelo se baseia em diferentes abordagens.

Em [84] é apresentado um modelo matemático capaz de relacionar diversos parâmetros elétricos de baterias chumbo-ácido tais como: tensão entre os terminais, corrente, *SOC (State of Charge)*, capacidade, temperatura e a resistência interna. Através dos resultados de diversos experimentos, conclui-se que este modelo pode ser empregado em baterias chumbo-ácido de diversos tipos e tamanho, sob diferentes condições

de corrente e temperatura, inclusive as condições operacionais típicas de sistemas fotovoltaicos. Este modelo se tornou conhecido na literatura como modelo *Copetti*.

Em [85] é apresentado um modelo que segue uma abordagem baseada na cinética química, motivo pelo qual este modelo é conhecido como *KiBaM (Kinetic Battery Model)*. O modelo *KiBaM* pode ser usado para modelar os parâmetros elétricos das baterias (tensão, SOC e capacidade) durante o processo de carga e descarga e requer a determinação de poucos parâmetros, sendo que, dependendo da aplicação, somente os dados de fabricante são necessários.

Embora os modelos *Copetti* e *KiBaM* sejam bastante eficientes em tratar dos parâmetros elétricos das baterias em um dado instante em que a análise é feita, estes modelos não são capazes de analisar as alterações do comportamento das baterias ao longo de sua vida útil. Esta análise temporal de desempenho deve considerar o efeito do envelhecimento das baterias.

Em [28] é apresentado um modelo que incorpora tanto a análise instantânea dos parâmetros elétricos quanto a forma em que estes se alteram ao longo da vida útil das baterias. Este modelo assume que as condições de operação das baterias normalmente são muito mais severas do que aquelas sob as quais os testes de ciclagens são conduzidos pelos fabricantes. O envelhecimento das baterias depende da profundidade de descarga (*DOD*), taxa de corrente, estratificação do ácido e o tempo desde a última carga total. Ainda segundo os autores, a modelagem é principalmente heurística, embora todos os efeitos considerados são baseados em uma análise detalhada e entendimento dos processos de envelhecimento das baterias chumbo-ácido.

Tendo em vista o fato de que o regime de operação do banco de baterias em sistemas isolados com fontes renováveis seja bastante diferente daquele recomendado pelos fabricantes, torna-se necessário utilizar um modelo de baterias que seja capaz de considerar de que forma os processos químicos internos interagem com o desempenho energético das mesmas.

Os desempenhos das baterias é afetado de diferentes formas, dependendo de como são utilizadas. Diversos estudos identificaram um conjunto específico de *fatores de estresse* que são comuns às baterias de chumbo-ácido e de que forma estes fatores de estresse interagem com os principais mecanismos de envelhecimento [27, 86–89].

2.5.5.1 Fatores de Estresse das Baterias

Fatores de estresse são condições de operação que tipicamente estão relacionados aos processos de envelhecimento das baterias. Os principais fatores de estresse são:

- Fator de Carga;

- Quantidade de Ah extraídos;
- Maior taxa de descarga;
- Tempo entre cargas completas;
- Tempo em baixo SOC;
- Ciclagem parcial.

Fator de Carga

O fator de carga é definido como sendo o inverso da eficiência coulombiana. De acordo com [87], se este fator for muito baixo, a bateria tende a sofrer com sulfatação, estratificação do eletrólito e diferenças significativas entre as células da bateria. Por outro lado, valores elevados deste fator poderão induzir a perdas de material, perdas de água e corrosão a massa ativa. Matematicamente, o fator de carga pode ser expresso pela Equação 2.13

$$FC = \frac{Ah_{carga}}{Ah_{descarga}} = - \frac{\int_{t=0}^T I_{bat}(t) H(I_{bat}(t)) dt}{\int_{t=0}^T I_{bat}(t) H(-I_{bat}(t)) dt} \quad (2.13)$$

onde $Ah_{carga}/Ah_{descarga}$ são a quantidade total de amperes-hora carregados/descarregados na bateria em um dado período (tipicamente um ano) [Ah]; I_{bat} é a corrente injetada (positiva) ou extraída (negativa) da bateria no instante t [A] e H é a função de Heaviside (retorna o valor 1, caso seu argumento seja maior que zero; ou 0, caso contrário).

Valores típicos do fator de carga estão entre 102 % e 130 %² [87].

Quantidade de Ah extraídos

Este é um fator que indica a quantidade normalizada de Ah extraídos da bateria em um período de um ano. A influência deste fator de estresse deve ser considerada em conjunto principalmente com a ciclagem em SOC parcial [87]. Matematicamente, este fator é expresso pela Equação 2.14.

$$Q_{Ah} = - \frac{\int_{t=0}^T I_{bat}(t) H(-I_{bat}(t)) dt}{C_{10}} \quad (2.14)$$

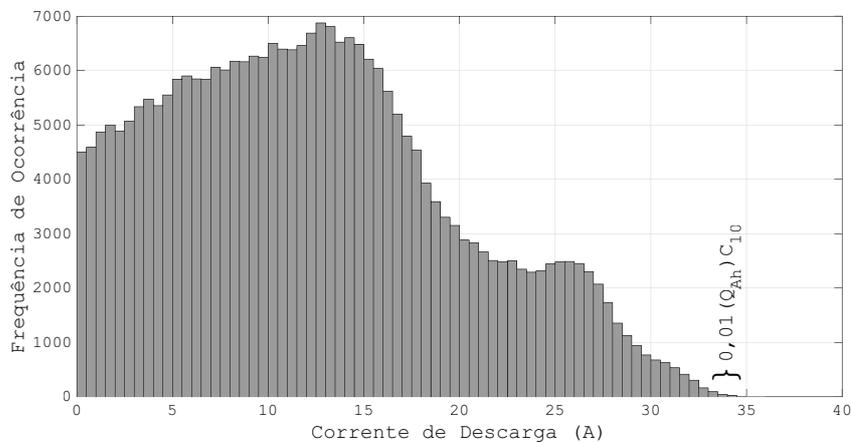
² Os valores típicos de cada fator de estresse apresentados correspondem aos valores que normalmente acontecem na prática, não sendo necessariamente os valores ideais.

Valores típicos deste fator de estresse estão entre 10 e 100 vezes a capacidade nominal das baterias [87].

Maior Taxa de Descarga

A maior taxa de descarga das baterias é definida como sendo a média das correntes mais elevadas na qual 1 % dos ampères-horas extraídos foram descarregados. Esta definição pode ser exemplificada na ilustração da Figura 2.9. Tipicamente, este fator é menor do que a corrente de referência³ (I_{10}) da bateria [87].

Figura 2.9 – Exemplo de histograma da frequência da corrente de descarga da bateria.



Tempo entre Cargas Completas

O tempo médio, em dias, entre duas carga completas da bateria é definido matematicamente como:

$$t_{cc} = \frac{\int_{t=0}^T H[SOC_{full} - SOC(t)] dt}{\eta_{full}} \quad (2.15)$$

onde SOC_{full} é o estado de carga a partir do qual a bateria é considerada como carregada (99,99%); $SOC(t)$ estado de carga das baterias no instante t e η_{full} é um indicador da quantidade de vezes em que a bateria foi carregada ($SOC > SOC_{full}$).

Se o tempo médio entre cargas completas for muito longo, cristais de sulfato de chumbo irão crescer, dando origem à sulfatação impossível de ser revertida em material ativo durante a operação da bateria. Valores típicos deste fator são entre 0,7 e 10 dias [86, 87].

³ Corrente de referencia da bateria é aquela associada à curva C10. Ou seja, a corrente necessária para que a bateria seja completamente descarregada em um período de 10 horas. Este valor é considerado um valor de referência devido ao fato de que normalmente os fabricantes utilizam este valor como sendo nominal da bateria.

Tempo em Baixo SOC

O tempo em baixo SOC é definido como sendo o tempo total em que o SOC da bateria é menor do que 30%. Matematicamente:

$$T_{lowSOC} = 100 \left(\frac{\int_{t=0}^T H(0,30 - SOC(t)) dt}{T} \right) \quad (2.16)$$

Valores típicos deste fator são entre 0% e 50% [86].

Ciclagem Parcial

Este fator de estresse representa a quantidade de amperes-horas extraídos em regiões específicas de SOC. Cada uma destas regiões é ponderada de acordo a profundidade de descarga. Cada região de SOC é definida de acordo com a Tabela 2.3 [86].

Tabela 2.3 – Definição de cada região correspondente a um intervalo de SOC.

Região	Intervalo de SOC (%)
A	85 - 100
B	70 - 85
C	55 - 70
D	40 - 55
E	0 - 40

A parcela da ciclagem parcial correspondente à região A é obtida pela Equação 2.17 [86].

$$A = \frac{\int_{t=0}^T I_{bat} H(SOC(t) - 0,85) H(1 - SOC(t)) H(-I_{bat}) dt}{\int_{t=0}^T I_{bat} H(-I_{bat}) dt} \times 100\% \quad (2.17)$$

As demais regiões são calculadas de maneira análoga à Equação 2.17.

O valor da ciclagem parcial será calculado através de uma média ponderada dos valores de cada região [86]:

$$CP = \frac{(A \times 1 + B \times 2 + C \times 3 + D \times 4 + E \times 5)}{5} \quad (2.18)$$

A média ponderada da Equação 2.18 é uma estimativa para refletir o fato de que a ciclagem da bateria em regiões de altos valores de SOC é menos danosa do que

em regiões de baixo SOC. Este fator de estresse será muito maior em operações em sistemas com fontes renováveis do que em sistemas do tipo *UPS* (Uninterruptible Power Supply). A ciclagem parcial irá variar entre 20% (ciclagem somente na região A) e 100% (ciclagem somente na região E).

Valores elevados da ciclagem parcial podem evidenciar sulfatação e/ou estratificação do eletrólito, além de ocasionarem um desgaste maior apenas em uma região específica dos eletrodos [86].

Valores típicos deste fator são entre 20% e 70% [86].

Além dos fatores de estresse mencionados, deve-se também considerar a temperatura como um fator de estresse, pois embora não seja um parâmetro operacional, possui um efeito significativo sobre as baterias: perda de 50% da vida útil a cada elevação de 10°C.

2.5.5.2 Processos de Envelhecimento das Baterias

Os processos de envelhecimento são alterações nas propriedades físico-químicas dos componentes das baterias geralmente provocadas pela combinação de diferentes fatores de estresse. Os efeitos destes fatores de estresse sobre os processos de envelhecimento também estão relacionados ao tipo de material, ao tipo de processo de fabricação e ao tipo de projeto das baterias. Por exemplo, uma bateria com eletrodos mais espessos irá sofrer muito menos pelos efeitos da corrosão do que uma bateria com eletrodos mais finos, mesmo que a taxa de corrosão seja a mesma [86].

Estas alterações físico-químicas resultam em mudanças nas propriedades e consequentemente no desempenho energético e em última instância, no fim da vida útil das baterias.

Os principais processos de envelhecimento são:

- Corrosão da placa positiva
- Sulfatação
- Perda de Massa Ativa
- Degradação da Massa Ativa
- Estratificação do Eletrólito
- Perda de Água

Corrosão da Placa Positiva

A taxa de corrosão depende da tensão nos terminais, densidade do eletrólito e temperatura. No entanto, os seus efeitos sobre o desempenho das baterias dependerá do tipo de composição, do formato das placas e do processo de fabricação das baterias [86].

Sulfatação

A sulfatação é caracterizada pela conversão *irreversível* dos eletrodos em sulfato de chumbo, de modo que este não mais participará do processo de carga/descarga da bateria. Caso a bateria não seja *totalmente* carregada em intervalos periódicos de tempo, os cristais de sulfato tenderão a aumentar cada vez mais em tamanho. As consequências deste processo incluem a perda de capacidade, aumento da resistência interna e em casos mais extremos, avarias mecânicas nas placas e separadores, provocando curto-circuito interno na bateria.

Quando uma bateria é *parcialmente* carregada (até aproximadamente 90% do SOC, por exemplo), a quantidade de cristais é reduzida, mas não é totalmente zerada. Os cristais de menor volume são dissolvidos, mas os cristais de maior volume permanecem. Em seguida, durante a próxima descarga, os cristais remanescentes poderão continuar aumentando, caso a bateria seja apenas parcialmente carregada em seguida. No entanto, caso a bateria seja *totalmente* carregada (até pelo menos 99,99% do SOC), os cristais originados durante a descarga anterior deverão ser totalmente dissolvidos, de modo que a quantidade de cristais permaneça relativamente constante [28].

Perda de Massa Ativa

A perda de massa ativa compreende toda a perda física de material dos eletrodos. Tipicamente esta perda acontece pelo desprendimento de partículas da superfície dos eletrodos, que em seguida são acumuladas na parte inferior da bateria.

Esta perda de massa ativa ocorre principalmente devido à corrente de gaseificação, quantidade de amperes-horas extraídos, descargas profundas, variações bruscas de temperatura, além de impactos mecânicos externos na bateria. Outros fatores tais como projeto e composição dos eletrodos e separadores também possuem um efeito significativo sobre a perda de material [86].

Degradação da Massa Ativa

A degradação da massa ativa compreende uma variedade de processos complexos que geralmente acontecem nos eletrodos. Esses processos levam a alterações estru-

turais dos eletrodos, tais como: amolecimento, perda de área de superfície, alterações na porosidade.

O processo de degradação é influenciado principalmente pela quantidade de amperes-horas extraídos, descargas profundas e carregamentos parciais [86].

Estratificação do Eletrólito

A estratificação do eletrólito é caracterizada pela distribuição irregular da densidade do eletrólito ao longo de diferentes camadas verticais. A distribuição irregular da densidade implica em uma distribuição também irregular da corrente que flui entre os eletrodos. A descarga acontece preferencialmente na parte inferior, enquanto que a carga acontece preferencialmente na parte superior dos eletrodos. Esta utilização irregular dos eletrodos é mais propícia ao surgimento de sulfatação irreversível na parte inferior dos eletrodos, além de impedir que a bateria utilize totalmente a sua capacidade de armazenamento [86].

O processo de estratificação é influenciado principalmente por cargas completas esporádicas, descargas profundas e correntes de carga muito pequenas. No entanto, este processo é mais crítico em baterias seladas [86].

Perda de Água

Este processo acontece quando há significativa perda de água da bateria devido à intensa gaseificação. Este processo é crítico apenas em baterias seladas, uma vez que não é possível repor a água perdida. Em baterias inundadas este processo não é crítico, desde que haja manutenção periódica [86].

A perda de água acontece principalmente quando há sobrecargas e exposição a altas temperaturas.

2.5.5.3 Estimativa da Vida Útil das Baterias

Em [90] é feita uma comparação entre diferentes métodos de estimação da vida útil de baterias: (1) *modelo de envelhecimento físico-químico*, que possui alta precisão, mas apresenta alta complexidade e grande dificuldade de se obter os parâmetros necessários da bateria; (2) *modelo de envelhecimento ampere-hora ponderado*, que possui média precisão e média complexidade; (3) *modelo de envelhecimento orientado a eventos*, que possui baixa precisão e baixa complexidade. Na Tabela 2.4 é apresentado um comparativo geral entre estes métodos.

Embora o modelo de envelhecimento físico-químico seja o mais preciso e, portanto, o mais apropriado para microrredes com fontes renováveis, é necessária uma

Tabela 2.4 – Comparativo entre diferentes métodos para estimativa da vida útil de baterias.

	Identificação de Parâmetros	Precisão	Complexidade e Custo Computacional
Modelo de envelhecimento físico-químico	Através de ensaios em laboratório e literatura	Alta precisão Capaz de fornecer informações detalhadas	Alta Complexidade Alto custo computacional
Modelo de envelhecimento Ah ponderado	Expertise e dados obtidos em campo ou laboratório	Média precisão	Média Complexidade Médio custo computacional
Modelo de envelhecimento orientado a evento	Expertise e dados obtidos em manuais de fabricantes	Baixa precisão	Baixa complexidade Baixo custo computacional

Fonte: [90]

quantidade maior de parâmetros que somente podem ser obtidos através de ensaios específicos em laboratório. Dada a impossibilidade de obter de forma precisa tais parâmetros, este método não será tratado neste trabalho.

Em [9] é feito um comparativo entres diferentes modelos de estimativa da vida útil de baterias de chumbo ácido: modelo de amperes-hora extraídos ponderado, modelo de contagem de ciclos através do algoritmo *rainflow* e algoritmo de contagem de ciclos completos equivalentes. Para um sistema fotovoltaico cuja vida útil *real* das baterias era de 6,2 anos, os referidos métodos obtiveram como resultados 5,8, 19,1 e 17,6 anos, respectivamente. Isso mostra que, embora sendo menos preciso do que o modelo de envelhecimento físico-químico, o modelo amperes-hora extraídos ponderado apresenta razoável grau de precisão, se comparado aos métodos de contagem de ciclos.

Com base nessas informações, assume-se que o modelo amperes-hora extraídos ponderado apresenta uma relação aceitável entre complexidade de implementação e exatidão.

Atualmente, a principal formulação matemática para este modelo é conhecida como *modelo de Schiffer* e é apresentada em [28]. Este foi o modelo adotado neste trabalho.

Dada a importância do modelo de *Schiffer* para a execução deste trabalho, uma descrição detalhada do mesmo será apresentada a seguir.

2.5.5.4 Modelo de *Schiffer*

O modelo de *Schiffer* foi desenvolvido a partir de um conjunto de equações empíricas, tendo em vista a operação das baterias chumbo-ácido submetidas a regimes típicos de sistemas fotovoltaicos. Os ciclos de carga/descarga são ponderados por fatores que refletem as condições de operação das baterias. Caso o regime de operação das

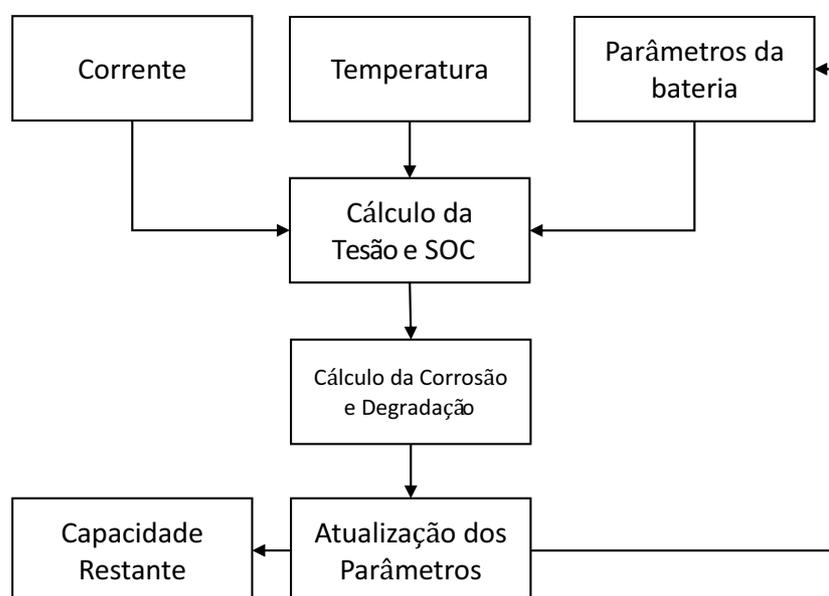
baterias seja exatamente igual ao recomendado pelos fabricantes, estes fatores terão valores iguais a um e, deste modo, o método será semelhante aos demais métodos que se baseiam apenas na contagem de ciclos. O fim da vida útil das baterias é alcançado quando a sua capacidade restante é 80% da capacidade nominal⁴.

A cada iteração, o modelo atualiza os valores da capacidade de armazenamento restante e o efeito da corrosão e da degradação sobre o envelhecimento das baterias.

Nesse contexto, *corrosão* significa a conversão do chumbo do eletrodo positivo em óxidos que formam uma camada de corrosão sobre as placas. Os principais efeitos do processo de corrosão é a redução da condutividade elétrica entre as placas, que por sua vez prejudica o desempenho elétrico da bateria. Outra consequência da corrosão é que o volume específico maior do óxido formado resulta em estresses mecânicos entre as placas e a perda de material ativo dos eletrodos.

Um esquema simplificado do modelo é apresentado na Figura 2.10. A cada passo da simulação, a tensão nos terminais e o SOC são calculados. A partir destes, os parâmetros de degradação e corrosão são calculados e então, os demais parâmetros internos das baterias são atualizados e a nova capacidade restante de armazenamento é calculada. Esta última é o principal resultado do método.

Figura 2.10 – Esquema simplificado do modelo de Schiffer.



Fonte: Adaptado de [28]

A tensão nos terminais de cada *célula* é calculada utilizando-se a equação de *Shepherd*. Um conjunto diferente de parâmetros é utilizado para a situação de carga e

⁴ Uma prática normalmente aceita é que uma bateria seja considerada como “boa” quando esta é capaz de entregar pelo menos 80% de sua capacidade nominal. Este critério também é recomendado pela norma IEEE 1188a-2014 [91]

de descarga da bateria, de acordo com a Equação. 2.19.

$$U_{bat}(t) = U_0 - g_{bat} DoD(t) + \rho_c(t) \frac{I_{bat}(t)}{C_N} + \rho_c(t) M_c \frac{I_{bat}(t)}{C_N} \frac{SoC(t)}{C_c - SoC(t)} \quad \forall I_{bat}(t) > 0$$

$$U_{bat}(t) = U_0 - g_{bat} DoD(t) + \rho_d(t) \frac{I_{bat}(t)}{C_N} + \rho_d(t) M_d \frac{I_{bat}(t)}{C_N} \frac{DoD(t)}{C_d - DoD(t)} \quad \forall I_{bat}(t) \leq 0 \quad (2.19)$$

onde U_{bat} é a tensão nos terminais das baterias [V]; U_0 é a tensão de circuito aberto das baterias em carga completa [V]; g_{bat} é a constante de proporcionalidade do eletrólito [V]; ρ_c/ρ_d são as resistências internas agregadas das baterias; M_c/M_d são os coeficientes de sobretensão das baterias; DoD é a profundidade de descarga das baterias no instante t ; C_c/C_d são a capacidade atual normalizada das baterias durante a carga/descarga e C_N é a capacidade nominal da bateria [Ah]. Os índices 'c' e 'd' representam carga e descarga, respectivamente.

O SOC da bateria é calculado através da Eq. 2.20.

$$SOC(t) = SOC(0) + \int_0^t \frac{I(\tau) - I_{gas}(t)}{C_N} d\tau \quad (2.20)$$

onde I_{gas} é a corrente de gaseificação das baterias [A].

Durante o processo de carregamento da bateria, nem toda corrente recebida é de fato aproveitada para armazenamento. Parte dessa corrente é dissipada através da gaseificação do eletrólito. A corrente de gaseificação é calculada através da Eq. 2.21.

$$I_{gas} = \frac{C_N}{100Ah} I_{gas,0} e^{[c_u(U_{bat} - U_{gas,0}) + c_T(T_{bat} - T_{gas,0})]} \quad (2.21)$$

onde $I_{gas,0}$ é a corrente de gaseificação normalizada para uma bateria de 100 Ah em tensão nominal igual a $U_{gas,0}$ e temperatura nominal de $T_{gas,0}$ [A]; c_u é o coeficiente de tensão das baterias; c_T é o coeficiente de temperatura das baterias e T_{bat} é a temperatura atual das baterias [°].

O modelo calcula a redução da capacidade total de armazenamento através da perda devido à corrosão e devido à degradação, de acordo com a Equação 2.22.

$$C_{remaining}(t) = C_d(0) - C_{corr}(t) - C_{deg}(t) \quad (2.22)$$

onde $C_{remaining}$ é a capacidade de armazenamento remanescente das baterias [Ah]; C_{corr} é a redução da capacidade das baterias devido à corrosão [Ah] e C_{deg} é a redução da capacidade das baterias devido à degradação [Ah].

Além da redução da capacidade, a corrosão provoca o aumento da resistência interna da bateria. Este aumento da resistência interna pode ser calculado através da Eq. 2.23.

$$\rho_{corr}(t) = \rho_{corr,limit} \frac{\Delta\omega(t)}{\Delta\omega_{limit}} \quad (2.23)$$

onde ρ_{corr} é o efeito da resistência interna das baterias devido à corrosão; $\rho_{corr,limit}$ é a resistência interna máxima das baterias provocada pela camada de corrosão; $\Delta\omega$ é o incremento da camada de corrosão sobre a placa das baterias e $\Delta\omega_{limit}$ é o incremento máximo da camada de corrosão sobre a placa, onde o índice 'limit' indica o valor quando a bateria atinge a sua máxima vida útil (normalmente em regime de flutuação).

A variação da camada de corrosão sobre a placa positiva, $\Delta\omega$, é calculada através da Eq. 2.24.

$$\begin{aligned} \Delta\omega(t) &= ks(U_{corr})x^{0,6} & \text{onde } x &= \left(\frac{\Delta\omega(t-\Delta t)}{k_s}\right)^{\frac{1}{0,6}} & \forall U_{corr}(t) < 1,74 \\ \Delta\omega(t) &= \Delta\omega(t-\Delta t) + ks(U_{corr})\Delta t & & & \forall U_{corr}(t) \geq 1,74 \end{aligned} \quad (2.24)$$

onde $[ks(U_{corr})]$ parâmetro que reflete o efeito do potencial elétrico no eletrodo positivo sobre a taxa de corrosão das baterias e U_{corr} é o potencial elétrico da placa positiva das baterias, que é onde a corrosão acontece [V].

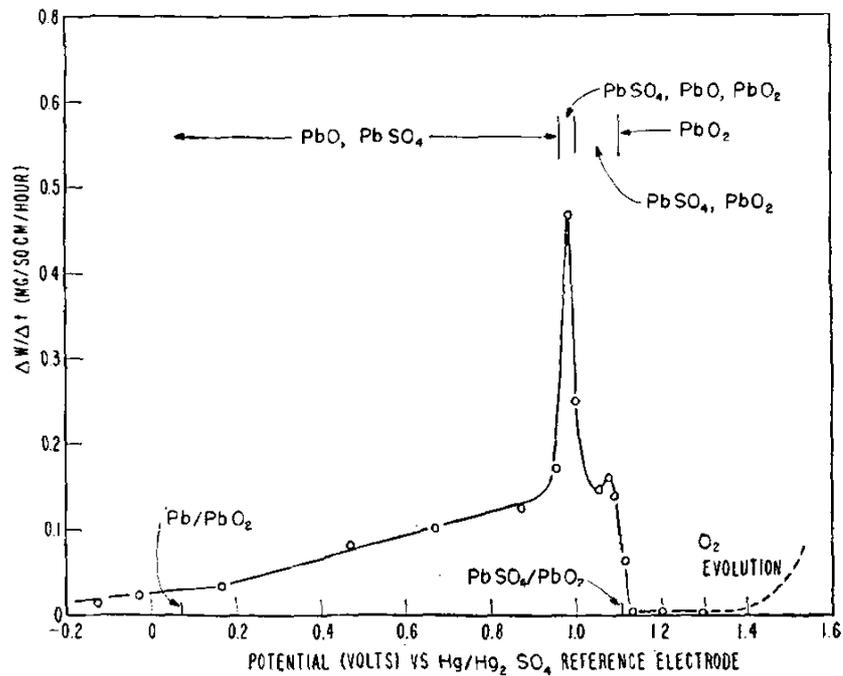
Nota-se na Eq. 2.24 que a taxa de variação da camada de corrosão está em função apenas do potencial elétrico da placa positiva. Na realidade, a temperatura também é um fator que induz um forte efeito sobre a velocidade da corrosão. Portanto, utiliza-se a *Lei de Arrhenius* para incluir este efeito da temperatura. Desta forma, o parâmetro k_s será calculado de acordo com a Eq. 2.25.

$$k_s(U_{corr}, T) = k(U_{corr}) e^{(k_{s,T}(T-T_{corr,0}))} \quad \text{onde } k_{s,T} = \ln(2/15K) \quad (2.25)$$

onde $k_{U_{corr}}$ é a curva que relaciona o potencial elétrico da placa positiva com a taxa de corrosão das baterias; o parâmetro $k_{s,T}$ reflete o fato de que a taxa de corrosão dobra a cada acréscimo de 15°C; $T_{corr,0}$ é a temperatura de referência para a corrosão das baterias e $ks(U_{corr}, T)$ é parâmetro que reflete o efeito da temperatura sobre a taxa de corrosão.

O parâmetro $k_{s,T}$ reflete o fato de que a taxa de corrosão dobra a cada acréscimo de 15°C. A curva $k(U_{corr})$ é obtida a partir da Figura 2.11.

Figura 2.11 – Curva que representa a taxa de variação da corrosão em função do potencial elétrico da placa positiva.



Fonte: [92]

A redução da capacidade devido a degradação é obtida a partir da Eq. 2.26.

$$C_{deg}(t) = C_{deg,limit} e^{-5 \left[\frac{Z_W(t)}{1,6Z_{IEC}} \right]} \quad (2.26)$$

onde $C_{deg,limit}$ é a capacidade das baterias no fim da vida útil (geralmente 80% da capacidade nominal); Z_W é o número de ciclos carga/descarga ponderados das baterias e Z_{IEC} é o número de ciclos em operação normal das baterias até o fim da vida útil.

O número de ciclos ponderados, Z_W , é calculado através da Eq. 2.27.

$$Z_W(t) = \frac{1}{C_N} \int_0^t |I_d(\tau)| f_{SOC}(\tau) f_{acid}(\tau) d\tau \quad (2.27)$$

onde I_d é a corrente de descarga das baterias [A]; f_{SOC} é o fator que reflete o efeito do SOC sobre Z_W e f_{acid} é o fator que reflete o impacto da estratificação do eletrólito sobre Z_W .

A Eq. 2.27 é o núcleo do modelo, pois incorpora na contagem de ciclos os efeitos de estresses adicionais que ocorrem na operação real da bateria.

O fator de ponderação f_{SOC} é calculado através da Eq. 2.28.

$$f_{SOC}(t) = 1 + [c_{SOC,0} + c_{SOC,min}(1 - SOC_{min}(t)|_{t_0}^t)] \times f_I(I, n) \Delta t_{SOC}(t) \quad (2.28)$$

onde $c_{SOC,0}$ e $c_{SOC,min}$ representam o aumento de f_{SOC} quando SOC for igual a zero; SOC_{min} é o menor valor do SOC desde a última carga completa; t_0 é o instante em que ocorreu a última carga completa da bateria; f_I é um fator que reflete o impacto da intensidade da corrente de carga/descarga e n é um contador de carregamentos parciais da bateria.

Através da Eq. 2.28 nota-se que quanto menor o valor do SOC desde a última carga completa e quanto maior o intervalo de tempo entre os carregamentos completos, maior será este fator de impacto sobre a degradação da bateria.

O contador de carregamento parciais n é acrescido a cada vez que o carregamento é feito de tal forma que o valor máximo do SOC seja maior do que 90%, mas que também seja menor do que 99,99%. Isso se justifica pelo fato de que o número de cristais de sulfato de chumbo somente começa a reduzir quando o SOC está acima de 90%. Caso o carregamento não seja total (considerado acima de 99,99%), a quantidade de cristais não é totalmente dissolvida. Essa situação é chamada de *carregamento ruim*, ou seja, um carregamento em que o número de cristais foi reduzido mas não foi totalmente zerado. Caso o carregamento não alcance um SOC de pelo menos 90%, o número de cristais não é afetado e, portanto, este carregamento não é considerado. Finalmente, nos casos em que o carregamento seja pleno, o contador n é zerado novamente. Diante do exposto, o contador n é calculado através da Eq. 2.29.

$$n(t+1) = \begin{cases} n(t) & \forall SOC < 90\% \\ n(t) + \frac{0,0025 - (0,9 - SOC(t))^2}{0,0025} & \forall 90\% \geq SOC < 99,99\% \\ 0 & \forall SOC \geq 99,99\% \end{cases} \quad (2.29)$$

O fator de corrente $f_I(I, n)$ representa o efeito da intensidade de corrente durante a carga ou descarga da bateria. Seu valor é calculado de acordo com a Eq. 2.30.

$$f_I(I, n) = \sqrt{\frac{I_{REF}}{I}} \times \sqrt[3]{e^{\frac{n}{3,8}}} \quad (2.30)$$

onde I_{REF} é a corrente de referência das baterias (normalmente a corrente de descarga em C10⁵);

⁵ Corrente de descarga em C10 é o valor de corrente tal que uma bateria seja completamente descarre-

O segundo fator de ponderação da Eq. 2.27, f_{acid} , representa o efeito da estratificação do eletrólito sobre a degradação da bateria. Este fator é calculado pela Eq. 2.31.

$$f_{acid} = 1 + f_{st} \sqrt{\frac{I_{REF}}{|I|}} \quad (2.31)$$

onde f_{st} é o fator que representa o grau de estratificação do eletrólito das baterias.

onde f_{st} é calculado a partir da Eq. 2.32.

$$f_{st}(t+1) = f_{st}(t) + (f_{plus}(t) - f_{minus}(t)) \Delta t \quad (2.32)$$

onde f_{plus}/f_{minus} são os fatores que representam o aumento e a redução da estratificação, respectivamente.

O aumento da estratificação ocorre especialmente quando há longos períodos em que a bateria opera sob baixos valores de SOC e altos valores de corrente de descarga. Portanto, o fator f_{plus} é calculado através da Eq. 2.33.

$$f_{plus}(t) = c_{plus} (1 - SOC_{\min}|_{t_0}^t) e^{\left(-3f_{st}(t) \frac{|I_d|}{I_{REF}}\right)} \quad (2.33)$$

A reversão da estratificação, representada por f_{minus} , ocorre principalmente devido à gaseificação durante o carregamento e também devido à difusão do ácido. Sua representação é feita através da Eq. 2.34.

$$f_{minus}(t) = f_{minus,gas}(t) + f_{minus,diff}(t) \quad (2.34)$$

onde $f_{minus,gas}$ e $f_{minus,diff}$ são calculados pelas Equações 2.35 e 2.36, respectivamente.

$$f_{minus,gas}(t) = c_{minus} \sqrt{\frac{100Ah}{C_N} \frac{I_{gas}(t)}{I_{gas,0}}} e^{(c_u(U(t)-U_{REF})+C_T(T-T_{gas,0}))} \quad (2.35)$$

$$f_{minus,diff}(t) = \frac{8D}{z_{bat}^2} f_{st}(t) 2^{((t-20^\circ C)/10)} \quad (2.36)$$

onde D é a constante de difusão do eletrólito; z_{bat} é a altura da célula.

Dada a grande quantidade de parâmetros utilizados, os autores do modelo de *Schiffer* sugerem um conjunto de valores para estes parâmetros. Afim de delinear o grau de generalidade destes parâmetros, o conjunto de parâmetros é dividido em três

gada em período de dez horas. Se, por exemplo, uma bateria possui capacidade de 600 Ah, a corrente de descarga em C10 será de 60 A, ou seja, uma bateria de 600 Ah levará dez horas para ser totalmente descarregada a uma corrente constante de 60 A.

subcategorias: parâmetros cujo valores são fortemente dependentes da bateria utilizada, parâmetros cujo valores podem ser adaptados, desde que medições apropriadas sejam realizadas e parâmetros cujo valores não devem ser alterados [28].

2.6 Conclusões

Neste Capítulo foram abordados os principais aspectos relacionados às microrredes: caracterização, operação e modelagem dos principais recursos energéticos. Além disso, foram reportados estudos na literatura acerca do estado-da-arte das microrredes, além de diversos projetos implementados pelo mundo.

Uma análise dos estudos na literatura e dos diversos projetos implementados demonstram que embora as baterias eletroquímicas ainda sejam a principal tecnologia de armazenamento nas microrredes, estudos que tratem de forma mais detalhada os aspectos críticos desta tecnologia, além de estratégias que preservem a capacidade operacional das baterias, ainda são escassos.

Embora seja inegável o potencial de exploração das energias oceânicas, foi também constatado que há escassez de pesquisas e projetos que incorporem o uso desta fonte energética na matriz de geração de microrredes.

Diante destas constatações, esta Tese busca trazer contribuições sobre estes pontos. Inicialmente, no Capítulo 3 será verificada a configuração e operação de uma central de geração mono-fonte maremotriz como forma de contribuir para a difusão do uso das energias oceânicas em geral, dada a constatação de que esta ainda é uma fonte pouco explorada. Nos capítulos posteriores serão abordados os aspectos relacionados ao uso das baterias em microrredes, bem como a diversificação da matriz de geração como forma de trazer melhorias em geral à operação de microrredes isoladas.

ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO BASEADO EM ENERGIA OCEÂNICA - ESTUDO DE CASO COM O ESTUÁRIO DO BACANGA

3.1 Introdução

O litoral norte do Brasil possui um dos maiores potenciais de geração maremotriz do mundo. Estima-se, por exemplo, que apenas no litoral do estado do Maranhão tenha um potencial energético teórico da ordem de 22 TWh ao ano [93]. Incluído neste contexto, o estuário do Bacanga, em São Luís, representa um caso bastante especial para a exploração da energia maremotriz.

O estuário do Bacanga está localizado na área metropolitana de São Luís - MA (Figura 3.1). Através da criação de um aterro e uma barragem na década de 1960, foi formado um lago cuja capacidade máxima é de 40 milhões de metros cúbicos de água.

Embora o Brasil apresente um potencial significativo, poucos estudos foram realizados com o propósito de verificar a viabilidade técnica da exploração da fonte maremotriz. Um dos principais focos de estudo envolve a avaliação de uma pequena central de geração maremotriz na barragem construída sobre o estuário do Bacanga.

Neste Capítulo é analisada a configuração e gerenciamento de uma central de geração maremotriz no Bacanga, considerando as condições físicas atuais da barragem e de que forma é possível mitigar seus efeitos sobre o dimensionamento e operação da usina. Em termos mais específicos, este estudo leva em consideração as atuais restrições operacionais do reservatório e o espaço físico disponível na barragem para a instalação das turbinas.

Figura 3.1 – Localização do estuário do Bacanga, em São Luís-MA.



Fonte: [94]

Através de análises de batimetria do reservatório e escaneamento digital 3D da estrutura da barragem, foram realizadas avaliações quanto ao potencial energético do estuário e caracterização da usina de geração. Além disso, alguns indicadores energéticos foram calculados como forma de avaliar estratégias de operação da usina.

3.2 Caracterização do Estuário e Barragem do Bacanga

O estuário do Bacanga (Figura 3.2) está localizada na área urbana de São Luís. Na década de 70 foi construída uma barragem sobre o estuário para servir de interligação do Porto de Itaqui com o restante da cidade, além da criação de um reservatório para fins urbanísticos. Desde a criação da barragem já se pensava em utiliza-la como fonte de geração maremotriz. Na época, alguns estudos foram realizados no sentido de implementar uma usina maremotriz na barragem. No entanto, devido às incompatibilidades técnicas com o projeto da barragem, estes estudos iniciais foram abandonados.

Atualmente existem propostas da criação de uma usina-piloto na barragem do Bacanga para fins de pesquisa, tendo em vista que este conhecimento possa ser revertido para outras regiões do Brasil que possuam potencial mais significativo. Entre os principais motivos que justificam a implantação da usina-piloto maremotriz do Bacanga, destaca-se a oportunidade de impulsionar o desenvolvimento tecnológico e humano, visando-se também outros projetos maremotrizes no Brasil [95] [96].

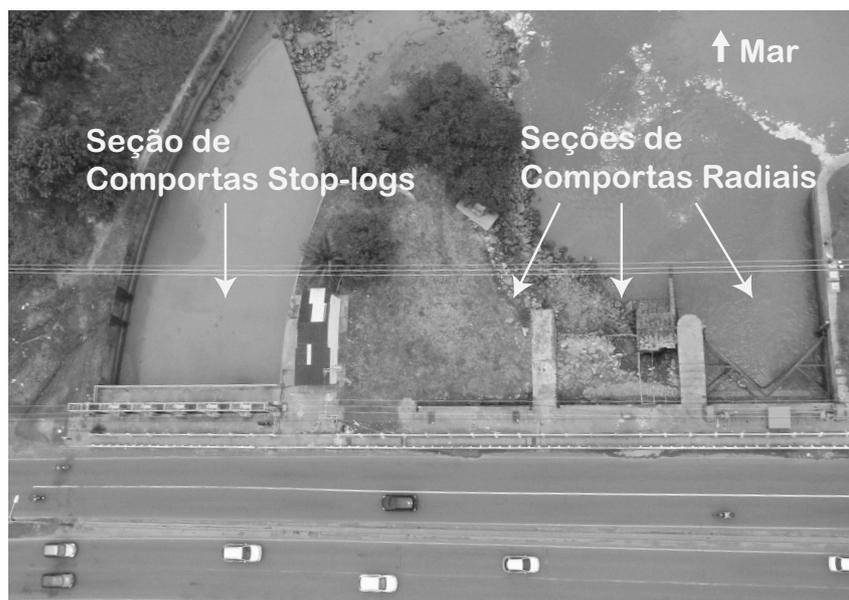
O estuário do Bacanga apresenta restrições práticas que devem ser levadas em

conta para se conseguir um projeto realístico e viável de ser implementado. Uma importante diretriz é reduzir acoplamento físico com a infraestrutura da barragem existente, cuja função principal é a conexão viária do centro da cidade com os bairros do setor Itaqui-Bacanga e acesso aos Portos.

Desde a construção da barragem, uma série de erros operacionais das comportas levou à redução do nível do reservatório, de modo a ser mantido em cotas abaixo da preamar. Esta situação causou uma contínua ocupação urbana em áreas que naturalmente seriam alagadas. Atualmente a operação das comportas deve ser gerenciada cuidadosamente, de modo a nunca permitir que o nível do reservatório exceda um certo nível máximo, evitando alagamentos em áreas habitadas.

Além disso, do ponto de vista estrutural a barragem é composta por um aterro de enrocamento com material argiloso e por uma barragem de concreto que dá suporte a três comportas principais e um vão para um conjunto de comportas do tipo *stop-logs*. Atualmente apenas uma comporta está operativa, sendo que os dois vãos correspondentes às outras se encontram aterrados, como observados na Figura 3.2. Associada a esta barragem se encontra uma ponte que interliga a área central da cidade com o setor Itaqui-Bacanga (sistema portuário). Esta conexão viária é de importância estratégica para a economia da cidade, recebendo uma alta demanda de fluxo veicular o ano todo. Logo, intervenções na barragem não podem comprometer o funcionamento dessa conexão viária. Outro aspecto crítico é a existência, no lado do reservatório, da conexão do sistema de água Italuís, que precisa ser preservado perante eventuais intervenções que envolvam esforços físicos e vibrações.

Figura 3.2 – Vista aérea da barragem do Bacanga.

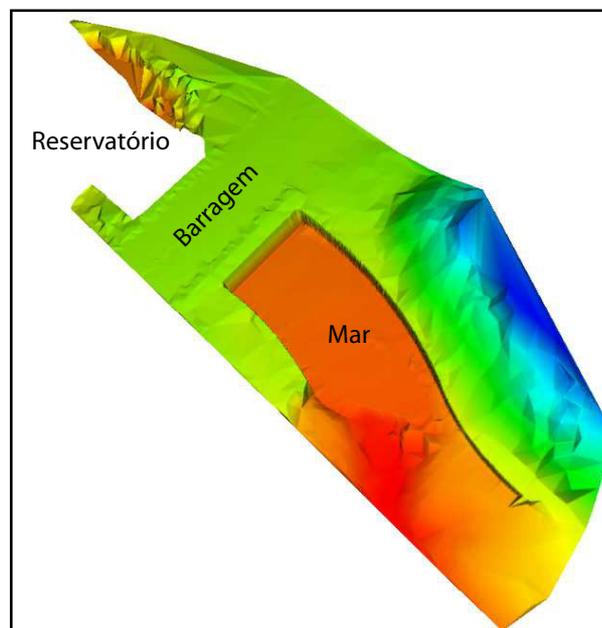


Em resumo, levando em conta todas as considerações acima, as mesmas se sintetizam nas seguintes restrições para a exploração energética maremotriz do estuário:

- **Operação:** a operação viável é no modo simples, no sentido mar-estuário;
- **Nível do reservatório:** o nível do reservatório não deve ultrapassar o limite de superior de +2,0 m IBGE;
- **Desacoplamento Físico:** A casa de máquinas da usina deve ficar desacoplada fisicamente do sistema primitivo barragem-ponte: isto é motivado por duas razões: facilitar as obras de instalação e posterior operação & manutenção da usina; evitar a transmissão de vibrações mecânicas para a barragem;
- **Restrições no tamanho da usina:** Considerando a recuperação prevista das três comportas pelo Governo do Estado, foi definida a disponibilização do atual canal das comportas *stop-logs* como espaço viável sem contestação técnica quanto a impactos na reforma da barragem nem a operação futura.

Foram realizadas medições de campo para caracterizar o estuário. Estas medições consistiram de um levantamento batimétrico de ambos lados da barragem e do escaneamento 3D da seção de comportas *stop-logs*, a qual deverá ser utilizada para instalação das turbinas. Este levantamento é apresentado na Figura 3.3, em que as cotas mais baixas são representadas pela tendência à cor vermelha.

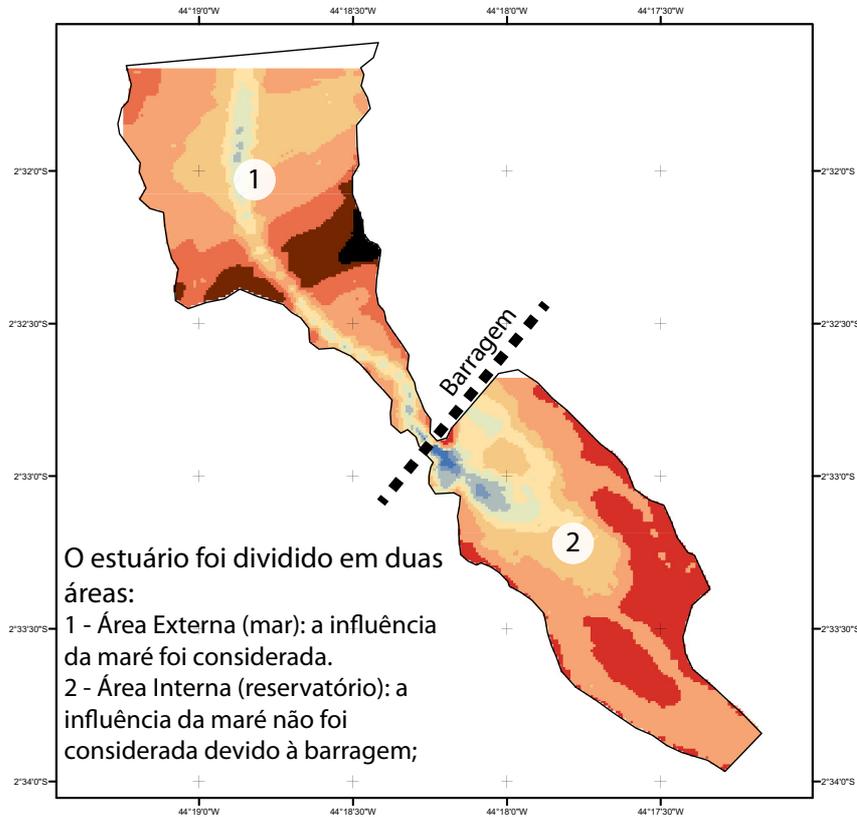
Figura 3.3 – Perspectiva 3D da seção de comportas *stop-logs*.



A Figura 3.4 mostra o perfil batimétrico do estuário do Bacanga. No levantamento de dados foram consideradas separadamente as áreas internas e externas da barragem, considerando as comportas fechadas. Logo, a medição do reservatório não é influenciada pela maré. Para a área externa, a influência da maré é inevitável. Na

figura a maré foi retirada completamente, denotando-se a ocorrência de áreas secas, destacadas em marrom e preto.

Figura 3.4 – Carta batimétrica do estuário do Bacanga.

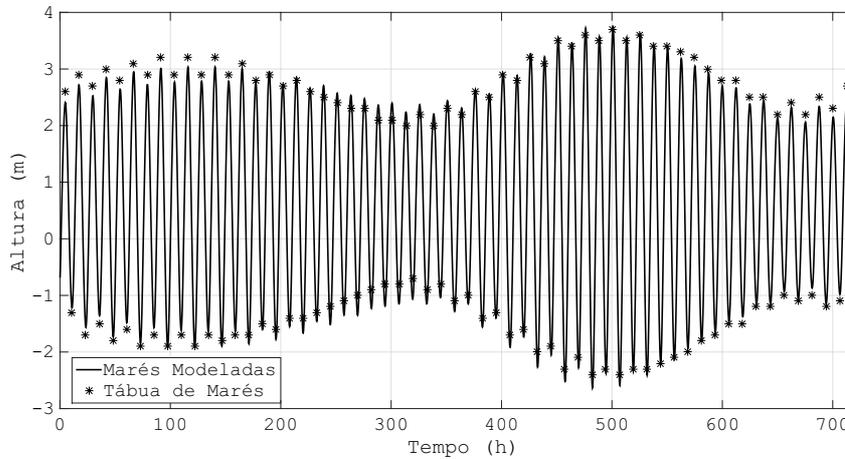


Além de uma modelagem precisa do estuário e da própria barragem, um modelo preciso da variação das marés é fundamental para uma análise energética adequada do local. Esta modelagem é baseada na decomposição harmônica de uma série histórica das marés no local.

O modelo de marés utilizado corresponde aos dados de componentes harmônicas das marés no terminal marítimo da Ponta da Madeira que, devido à sua proximidade ao estuário do Bacanga, seu uso é apropriado. Estudos sobre as componentes harmônicas no terminal marítimo da Ponta da Madeira podem ser encontrados em [96]. Através de um simples processo iterativo, a série criada foi sincronizada com os dados de marés disponibilizados pela Marinha do Brasil em [97]. Na Figura 3.5 é representada a série histórica resultante da decomposição harmônica. Mais especificamente, 90% da série criada possui um erro inferior a 5,9% da maré média (4,4 m).

O reservatório deve ser gerenciado dentro de restrições de nível, mais especificamente, entre 0 m e 2,5 m. Esta restrição está diretamente relacionada à limitação do potencial energético bruto do estuário.

Figura 3.5 – Comparação entre o modelo de marés utilizado e a Tábua de Marés disponibilizadas pela Marinha do Brasil.



3.3 Avaliação Energética do Estuário

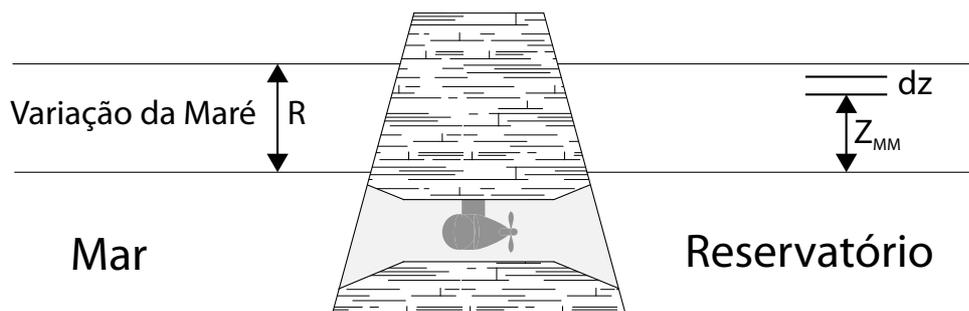
Um dos métodos mais comuns para a estimativa do potencial energético bruto de um estuário é o método de Bernshtein [98]. No entanto, este método é mais apropriado para topologias do tipo falésias, portanto, não adequado para o litoral brasileiro, que é basicamente formado por planícies costeiras.

Em [79] é apresentada uma adaptação do método de Bernshtein que é capaz de considerar a relação variável entre altura e a área do espelho d'água do reservatório. Desta forma, o potencial energético bruto será dado por:

$$E_{PEB} = \frac{1}{3600} \rho_{str} g \sum_{z=0}^R z_{MM} A_z dz \quad (3.1)$$

onde E_{PEB} é a energia bruta disponível no estuário [Wh]; A_z é a área do espelho d'água do reservatório na altura z_{MM} [m^2]. Os demais parâmetros são apresentados na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Esquema que ilustra a obtenção do potencial energético bruto do reservatório.



Fonte: Adaptado de [79]

capacidade, como mostrado na Figura 3.7. No entanto, existe interesse governamental pela implementação de uma usina-piloto para fins de pesquisa no estuário. A motivação para isso está associada à existência de novas tecnologias para a exploração de quedas muito baixas e a possibilidade de difundir este tipo de geração de energia especialmente no litoral norte do Brasil, onde há potencial significativo para geração maremotriz.

3.4.1 Configuração da Usina

A configuração proposta para a usina deve considerar tanto as restrições físicas do local quanto restrições econômicas. Estas restrições afetam diretamente a quantidade e dimensões das turbinas a serem instaladas, além do modo de operação apropriado para a máxima geração sob tais restrições.

As principais características da configuração proposta são:

- reutilização do canal de comportas *stop-logs*, o qual atualmente é utilizado apenas para controle de limite máximo do reservatório;
- restauração das três comportas radiais originais, liberando as comportas *stop-logs* de sua função original;
- desacoplamento mecânico entre as turbinas e a barragem. Esta característica é importante para manter a integridade física da barragem, além de reduzir a complexidade da instalação.

As dimensões físicas do canal de comportas *stop-logs* não permitem a instalação de uma quantidade suficientemente grande para explorar completamente o potencial do reservatório, como foi avaliado em [95]. Desta forma, a concepção proposta leva em consideração a instalação de *duas* turbinas de 4 m de diâmetro. A Figura 3.9 ilustra a concepção proposta para a usina.

3.4.2 Turbinas

Um dos principais desafios em projetos de usinas maremotrizes é a escolha do modelo de turbinas devido às baixíssimas quedas normalmente disponíveis. De acordo com [99], turbinas Kaplan podem garantir eficiência adequada sob uma ampla faixa de variação de altura e vazão. Portanto, este é o modelo adotado para a usina.

Como forma de avaliação do desempenho da usina, foi utilizado um modelo de turbina Kaplan da fabricante *Andritz Hydro*. O diagrama de colina da turbina foi disponibilizado em [100]. As informações contidas no diagrama de colina estão em

Figura 3.9 – Ilustração da concepção proposta para a usina-piloto maremotriz do Bacanga.



gradezas unitárias. Portanto, a relação entre altura de queda, vazão e rotação podem ser obtidas através das Equações 3.2 e 3.3.

$$n_{11} = n_{MM} \frac{D_{MM}}{\sqrt{H_D}} \quad (3.2)$$

$$Q_{11} = \frac{Q_{MM}}{D_{MM}^2 \sqrt{H_D}} \quad (3.3)$$

onde n_{11} é a velocidade unitária do modelo de turbina maremotriz [$m^{1/2}/\text{min}$]; n_{MM} é a velocidade de rotação da turbina maremotriz [rpm]; D_{MM} é o diâmetro do rotor da turbina maremotriz [m]; Q_{11} é a vazão unitária do modelo de turbina maremotriz [$m^{1/2}/s$] e Q_{MM} é a vazão através da turbina maremotriz [m^3/s].

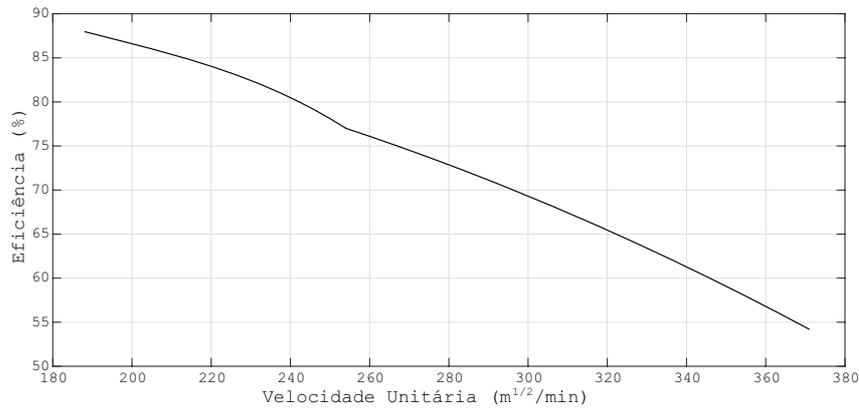
Devido à natureza intermitente da geração, assume-se que em cada ciclo de geração as turbinas devem operar de tal forma a maximizar a potência gerada, mesmo em detrimento da eficiência. Portanto, a operação das turbinas deverá ocorrer na curva de máxima potência do diagrama de colinas, e não mais na região de máxima eficiência. A curva que representa a relação entre vazão unitária e eficiência para garantir a máxima potência gerada é demonstrada na Figura 3.10.

A relação entre vazão unitária e velocidade unitária que igualmente proporcione a máxima geração é dada pela Equação 3.4.

$$Q_{11} = \begin{cases} 0,0164n_{11} + 0,542 & n_{11} < 255 \\ 4,73 & n_{11} \geq 255 \end{cases} \quad (3.4)$$

Embora seja desejável que as turbinas operem na curva de máxima potência durante todo o período de geração, este regime não é capaz de garantir o sincronismo

Figura 3.10 – Relação entre velocidade unitária e eficiência da turbina adotada.



com a rede, especialmente nos instantes de início e final da geração, quando a queda d'água é ainda menor.

Para evitar este problema, torna-se necessário o uso de conversores eletrônicos para a conexão com a rede elétrica. Isso irá garantir o controle de tensão, frequência e fase, enquanto permite que a turbina opere em velocidade variável.

3.4.3 Estratégia de Operação

A escolha da estratégia de operação não somente afeta a eficiência energética da usina, mas também o regime operacional do reservatório. Em relação ao desempenho energético, a geração durante a maré enchente é menos eficiente do que a geração em maré vazante devido à menor capacidade volumétrica nas cotas mais baixas do reservatório. Além disso, o nível médio do reservatório é significativamente modificado de acordo com a escolha do modo de operação.

Na Figura 3.11 é mostrada a variação do nível do reservatório em função das diferentes estratégias de operação. Nota-se que, para o caso de geração em maré vazante, o nível médio do reservatório será muito maior do que para os outros modos de operação.

Para o caso de geração em duplo-efeito, o nível médio do reservatório tende a se estabilizar em uma região próxima ao nível médio do mar. Esta é uma operação de baixa eficiência devido às características morfológicas do reservatório. Além disso, esta é uma estratégia que requer um projeto muito mais complexo de turbinas, tornando-as mais caras, além de apresentar uma geração anual cerca de 38% menor do que a geração em maré vazante. Na Figura 3.12 é feito um comparativo da energia anual gerada em cada um dos modos de operação da usina.

A escolha da estratégia de operação deve ser conciliada com as demais funções sociais do reservatório. Neste caso, a geração na maré vazante torna-se mais adequada,

Figura 3.11 – Variação do nível do reservatório para diferentes estratégias de operação da usina.

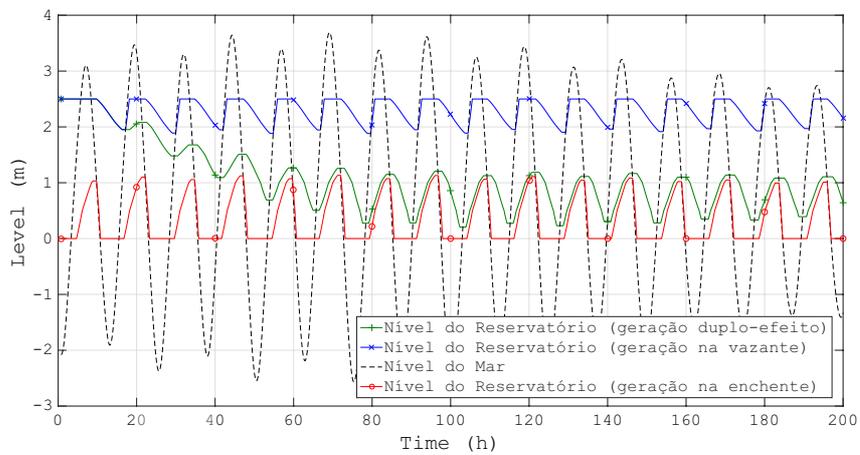
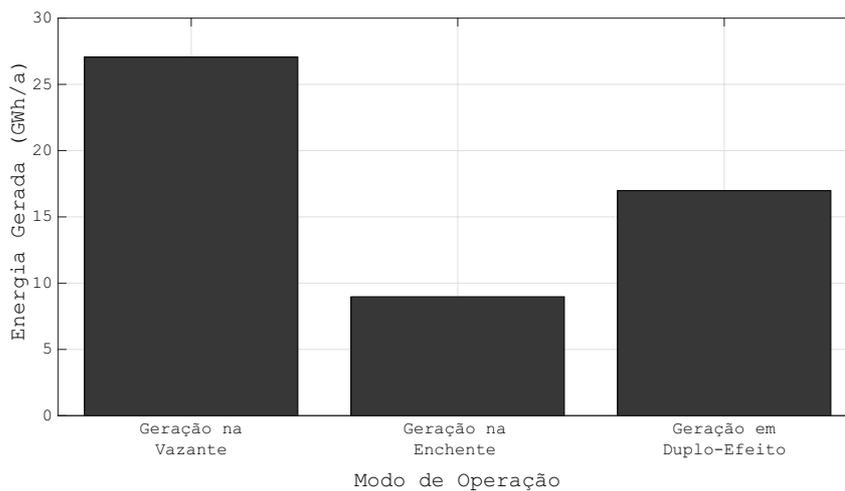


Figura 3.12 – Comparativo da energia anual gerada em cada um dos modos de operação da usina.



pois além de não exceder a cota máxima do reservatório, mantém uma capacidade volumétrica suficiente para atividades como pesca e recreação, enquanto garante a renovação periódica de cerca de 33% do volume de água do reservatório. Por outro lado, a geração em maré enchente garante a renovação periódica de apenas 18% do volume de água. A partir destas constatações, conclui-se que a geração em maré vazante é a mais adequada sob o ponto de vista de qualidade da água do reservatório.

3.4.4 Análise do Desempenho Energético da Usina

A análise de desempenho energético da usina pode ser feita através de indicadores energéticos anuais obtidos a partir do fluxograma apresentado na Figura 3.13. Os principais indicadores estão apresentados na Tabela 3.1.

Na Figura 3.14 é mostrada a variação temporal dos níveis do mar e do reserva-

Figura 3.13 – Fluxograma utilizado para cálculo de indicadores energéticos da usina.

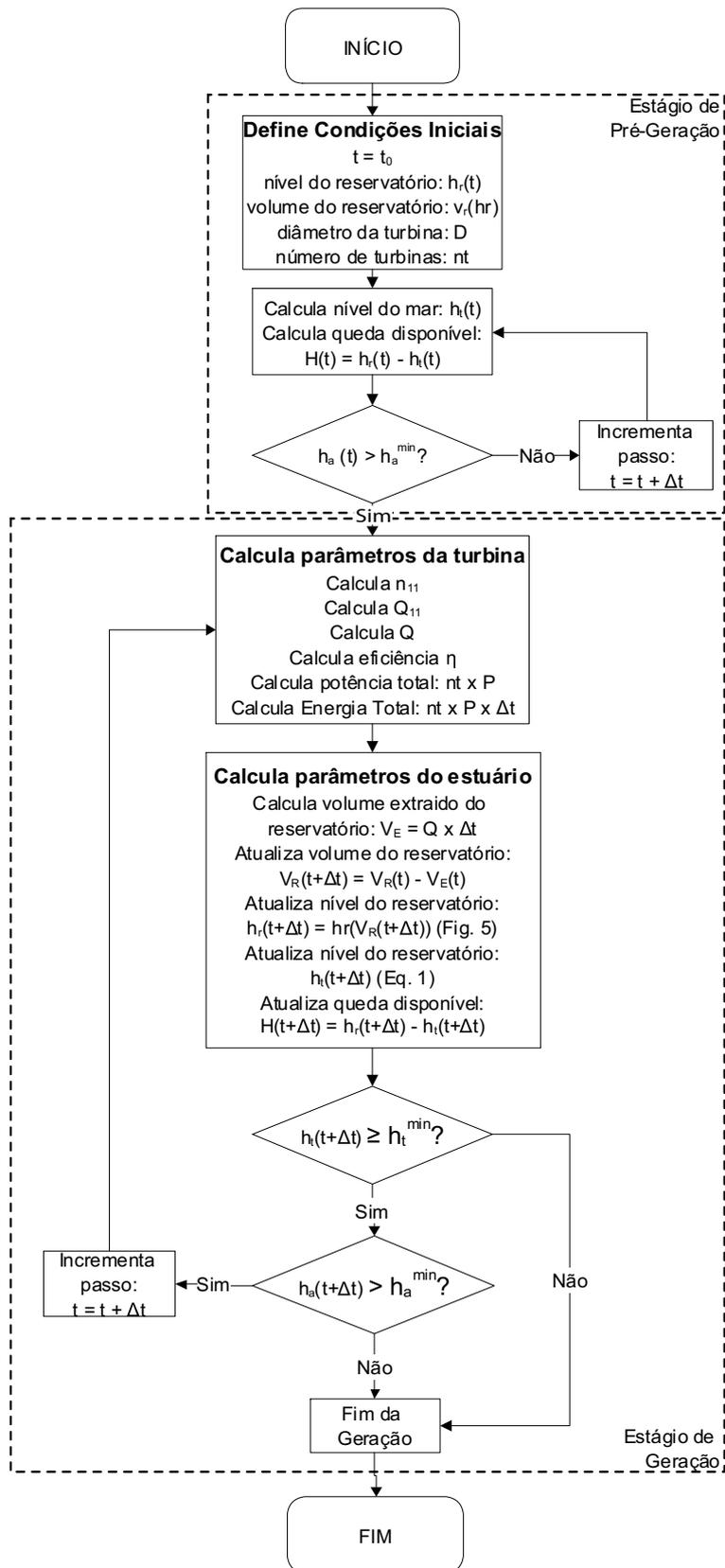
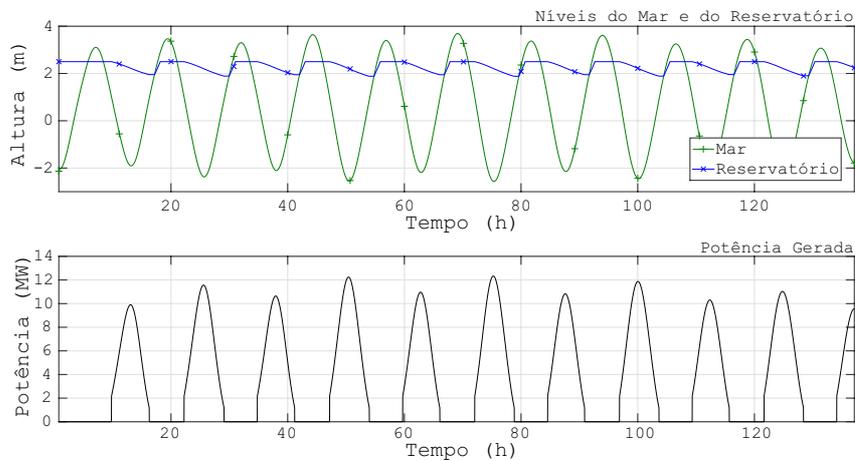


Tabela 3.1 – Indicadores anuais da usina operando em modo de geração na vazante.

Energia Produzida (GWh/a)	26,87
Potência Máxima (MW)	12,46
Potência Média (MW)	5,79
Fator de Capacidade (%)	24,61
Tempo em Operação (%)	52,94

tório, além da potência gerada a cada instante.

Figura 3.14 – Operação horária da usina.



Através de uma análise comparativa, o desempenho energético do conceito proposto é significativamente maior do que a proposta apresentada em [96], cuja geração anual foi estimada em 14 GWh/ano. Este ganho energético se deve a basicamente dois motivos:

- a disponibilidade de um modelo batimétrico mais atual e mais preciso do estuário permite uma avaliação energética igualmente mais precisa;
- ao contrário da estratégia adotada no conceito proposto, a estratégia de operação adotada em [96] é do tipo duplo-efeito, o que significa que o nível reservatório deve permanecer em regiões menos eficientes.

Além destes aspectos, é importante destacar que o conceito proposto pode contornar tanto as restrições físicas da barragem quanto as restrições de nível do reservatório.

3.5 Conclusões

Um dos principais focos de estudos sobre o uso do potencial energético oceânico do litoral brasileiro está no estuário do Bacanga devido suas características favoráveis a este tipo de geração. Isso ressalta a relevância deste trabalho, uma vez que

apresenta alternativas factíveis para a exploração da energia maremotriz na barragem do Bacanga.

Uma importante característica da configuração apresentada é o uso mais eficiente das estruturas existentes na barragem. Esta característica é importante para garantir tanto a integridade física da barragem quanto para proporcionar a redução dos custos de instalação.

Os resultados obtidos a partir da análise energética indicam que a otimização da configuração e modo de operação da usina torna possível a produção significativa de eletricidade, sem interferir nos demais usos sociais do reservatório. Esta é uma constatação bastante animadora, pois demonstra a elevada eficiência energética da fonte maremotriz mesmo em condições limitadoras, como é o caso do Bacanga.

De maneira geral, as energias oceânicas podem contribuir significativamente com a expansão do uso da microgeração. Este é um aspecto fundamental para o subsequente desenvolvimento das microrredes que, conforme será demonstrado adiante, as fontes oceânicas podem trazer grandes benefícios.

SISTEMA DUAL DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS

4.1 Introdução

Os sistemas de armazenamento por baterias (SABs) em microrredes isoladas com fontes renováveis são responsáveis pelo fechamento do balanço instantâneo e pela regulação de tensão. No dimensionamento inicial do sistema, eles participam aproximadamente com até 52 % do investimento total [7]. Logo, a extensão da vida útil desse banco se torna crucial para a sustentabilidade dos sistemas isolados.

Quando a microrrede está conectada a uma rede convencional, o sistema de armazenamento permite maior flexibilidade no deslocamento da demanda de acordo com a variação de preços da energia da rede convencional ao longo de um dia, por exemplo. Quando a microrrede é isolada, este mesmo processo de deslocamento de demanda também pode ser aplicado para melhorar a correlação entre a curva de geração e a curva de demanda. Além disso, os sistemas de armazenamento podem ajudar a suavizar rampas das fontes renováveis evitando, dessa forma, variações abruptas da geração por estas fontes [83].

Quando o banco de baterias é requerido para compensar pequenos desbalanços entre geração e demanda, o perfil de operação do banco é normalmente de tal forma que a variação do *SOC* é bastante aleatória, com grande número de ciclagens parciais e em regiões intermediárias de carga.

Ciclagens parciais em regiões intermediárias do *SOC* são um fator de estresse e, portanto, contribuem significativamente para o envelhecimento precoce das baterias. Embora esta seja uma consequência esperada para a operação em microrredes isoladas, é importante salientar que os desbalanços neste caso são normalmente de curta duração e amplitude. Isso significa que não é necessário um banco de grande capacidade

para atender a esta função.

Embora não seja necessário um sistema de armazenamento de grande capacidade apenas para compensar pequenos desbalanços entre geração e demanda, as microrredes isoladas requerem um sistema de armazenamento com capacidade suficiente para proporcionar certo grau de autonomia ao sistema, de modo a garantir um atendimento contínuo à demanda mesmo nos períodos com baixa ou nenhuma incidência das fontes renováveis.

Este serviço equivale a um deslocamento de demanda em que a energia excedente produzida durante períodos de alta incidência das fontes renováveis é armazenada afim de ser posteriormente utilizada para atender à demanda.

Caso um banco de baterias seja capaz de atender exclusivamente a este serviço, seu perfil de operação tenderá a ser mais previsível do que no caso anterior. Além disso, o banco poderá operar em um regime mais próximo daquele recomendado pelo fabricante, que seria um regime com menor quantidade de ciclagens parciais em regiões intermediárias do SOC. Dada a necessidade de a microrrede possuir certo grau de autonomia quando não houver disponibilidade das fontes renováveis, o banco de baterias deve apresentar uma capacidade maior de armazenamento.

As baterias de chumbo ácido continuam a dominar este segmento principalmente pelo fator econômico e maturidade tecnológica [5, 6, 87, 101]. Entretanto, a intermitência das fontes renováveis impõe ao SAB um rigoroso regime de trabalho de carga e descarga em período curto de tempo. Em algumas situações, este regime impede que o banco seja plenamente carregado levando à formação de compostos de sulfato de chumbo, com a conseqüente perda de vida útil, eficiência e possível falha. Este fenômeno, conhecido como sulfatação, torna difícil de avaliar o estado de carga de bancos de baterias ao longo da operação de sistemas isolados, surpreendendo aos operadores com queda de eficiência e perda de vida útil antecipada.

Uma das estratégias para mitigar este problema consiste em carregamentos de equalização periódicos utilizando uma fonte de potência firme (normalmente gerador à diesel). No entanto, esta estratégia implica na elevação do custo de operação global do sistema pelo uso de combustível. Considerando os custos de reposição do SAB, a necessidade de investir em estratégias que preservem a vida das mesmas se torna premente de forma a evitar a inviabilidade econômica do sistema isolado como um todo.

Outra estratégia usada para mitigar o problema da perda precoce da vida útil do SAB consiste no conceito de *Sistemas Híbridos de Armazenamento de Energia (HESS)* [102–106]. Normalmente os HESS promovem a integração de duas ou mais tecnologias de armazenamento. Neste caso, um HESS geralmente é composto por um subsistema

"*high-energy*" (geralmente baterias) e um subsistema "*high-power*" (geralmente super-capacitores). Enquanto o subsistema *high-energy* é responsável por atender à demanda durante longos períodos, o subsistema *high-power* é responsável por absorver oscilações transitórias no balanço entre geração e demanda. É importante destacar que embora os sistemas "*high-energy*" geralmente possam atender aos requisitos "*high-power*" (como é o caso das baterias eletroquímicas), a motivação para a utilização desta estratégia é mitigar os efeitos das oscilações transitórias sobre o sistema "*high-energy*".

Os custos financeiros para a utilização em larga escala de super-capacitores ainda são um entrave [107], de modo que baterias de chumbo-ácido atualmente representam o melhor custo-benefício para aplicações em microrredes, especialmente em países emergentes ou subdesenvolvidos.

Neste trabalho é proposto um modelo de *sistema dual de armazenamento por baterias* (SDAB) que permite estender a vida útil do sistema de armazenamento em regimes de operação associados com microrredes com geradores FV. Para aferir os ganhos da configuração proposta, bem como para prever o comportamento operacional e degradação das baterias, foi desenvolvido um simulador baseado no modelo de Schiffer [28], apresentado na Seção 2.5.5.4. Este é um aspecto fundamental, tendo em vista a elevada complexidade de se prever a degradação de baterias de chumbo-ácido. Este método apresenta boa relação entre complexidade e precisão em prever o comportamento das baterias.

Como estudo de caso são reportados resultados com a microrrede isolada baseada em energia solar fotovoltaica localizada na Ilha Grande, município de Humberto de Campos, Maranhão, Brasil.

As vantagens deste modelo são refletidas em termos de redução de custos de manutenção global do sistema de armazenamento, uma vez que a operação mais severa deverá ser concentrada no banco de menor capacidade (menos oneroso) e a operação mais próxima da ideal será concentrada no banco de maior capacidade (mais oneroso).

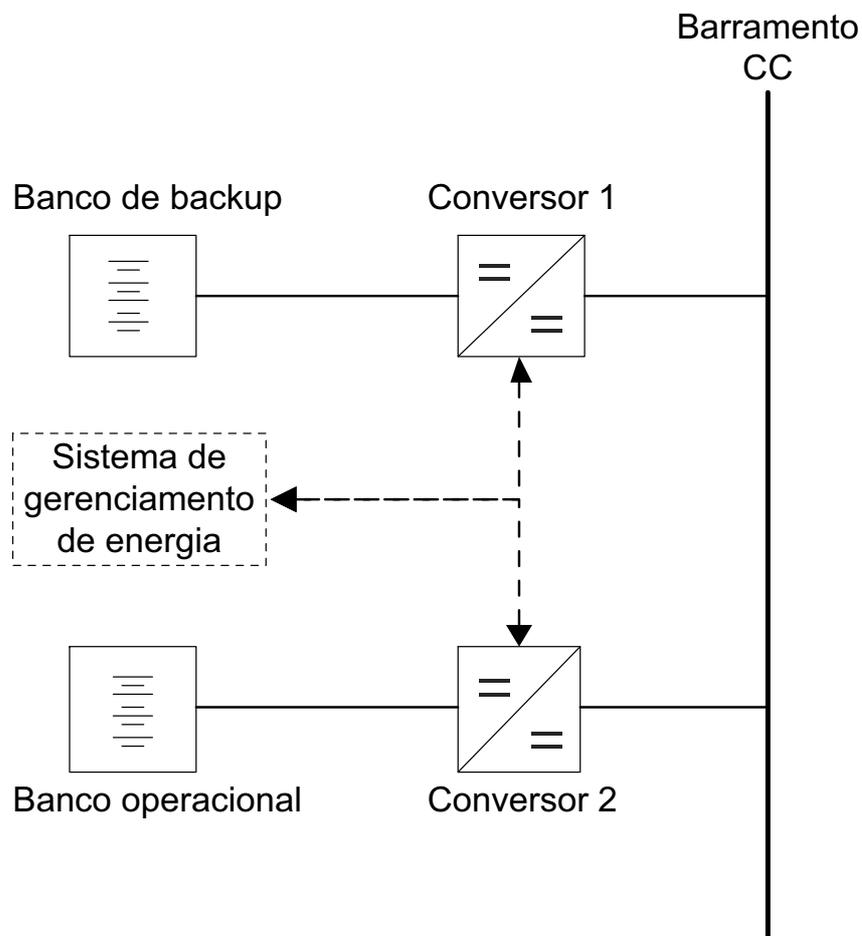
4.2 Formulação do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias

Sistemas híbridos de armazenamento de energia do tipo baterias/super-capacitores sinalizam que é possível preservar a vida útil das baterias através de um gerenciamento adequado da corrente de carga e de descarga das baterias [103, 104, 108]. Este fenômeno é especialmente importante para tornar as microrredes economicamente viáveis.

Além de possuir uma ótima relação custo-benefício, as baterias de chumbo-ácido podem ser utilizadas tanto como armazenamento *high-energy* quanto *high-power* [105]. Desta forma, a seguinte configuração para um sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB) (Figura 4.1) é proposto:

- **Banco de Backup:** é o banco de maior capacidade, sendo responsável por armazenar energia quando as fontes renováveis primárias estão disponíveis para atender a carga quando estas não estão disponíveis, ou de acordo com um despacho ótimo;
- **Banco Operacional:** é um banco com dimensão menor e tem como função atender as necessidades de balanço instantâneo.

Figura 4.1 – Topologia do sistema dual de armazenamento por Baterias.



A partir desta configuração e das constatações quanto à operação das baterias descritas na Seção 2.5.5, o objetivo do SDAB é mitigar o estresse operacional imposto às baterias, especialmente ao banco de backup, que é o mais oneroso. Para isso, algumas proposições quanto à operação do banco de backup devem ser adotadas:

- **Operação Cíclica:** o banco de *backup* deverá priorizar por uma operação cíclica, desta forma, evitando a operação em ciclagens parciais;
- **Redução do tempo médio entre cargas totais:** o regime de operação cíclica associado às diretrizes de carregamentos de equalização periódicos é capaz de reduzir significativamente o tempo médio entre cargas totais;
- **Suavização dos regimes de carga/descarga:** a utilização do banco operacional para absorver parte das variações da geração fotovoltaica irá proporcionar um regime operacional mais suave ao banco de *backup*, evitando grandes variações de corrente de carga/descarga.

Para obter os benefícios preconizados neste trabalho, a arquitetura deve ser acompanhada por um regime de operação específico. Para isso são introduzidos alguns requisitos iniciais para, a partir destas, formular diretrizes de operação para os subsistemas de armazenamento. As condições sugeridas inicialmente são:

- dado que os subsistemas possuem funções específicas bem definidas, o uso simultâneo dos subsistemas de armazenamento deve ser evitado;
- a tomada de decisão sobre qual subsistema deverá ser acionado deve ser baseada na causa do desbalanço de potência: se é devido a pequenos desequilíbrios entre geração e demanda, ou se devido a indisponibilidade desta durante um período maior de tempo;
- microrredes com fonte fotovoltaica normalmente apresentam um regime de operação tal que o sistema de armazenamento é mais solicitado para balancear pequenas oscilações de potência ao longo do período diurno, enquanto que durante o período noturno o sistema de armazenamento é solicitado devido a indisponibilidade das fontes renováveis.

A partir destas proposições é adotado um conjunto de diretrizes de operação para os subsistemas de armazenamento:

1. Durante o período diurno (entre 6h e 18h, por exemplo) o banco operacional terá prioridade de uso;
2. Durante o período noturno (entre 18h e 6h, por exemplo) o banco de backup terá prioridade de uso;
3. Durante o período diurno o banco operacional será livre para operar de acordo com a necessidade do sistema, ou seja, poderá ser solicitado em qualquer situação do *SOC*, desde que este esteja acima de um valor mínimo preestabelecido ($SOC_{mínimo}$);

4. Ao contrário do banco operacional, o banco de backup somente poderá ser descarregado caso o último carregamento tenha sido pleno;
5. Banco de backup somente poderá ser carregado após atingir um valor mínimo preestabelecido do SOC;
6. Durante o período diurno, caso o banco operacional não mais seja capaz de atender à demanda (por motivo de indisponibilidade das fontes renováveis) o acionamento do banco de backup terá prioridade com relação ao gerador diesel. Esta política terá prioridade em relação à política 4;
7. Durante o período noturno, o carregamento do banco operacional terá prioridade em relação ao carregamento do banco de backup. Esta política é importante para atenuar o estresse imposto ao banco de operação devido ao seu regime de operacional no período diurno;
8. Durante o período diurno, o carregamento de ambos os bancos poderá ser realizado de forma simultânea para garantir o uso eficiente das fontes renováveis. Esta política não poderá violar a política 5 (nesse caso, somente o banco operacional será carregado e desta forma, absorver a energia em excesso);
9. Caso seja iniciado o procedimento de equalização periódica das baterias, ambos os bancos deverão ser carregados totalmente. Esta política possui prioridade em relação a todas as outras.

As vantagens deste modelo são refletidas em termos de redução de custos de manutenção global do sistema de armazenamento, uma vez que a operação mais severa deverá ser concentrada no banco de menor capacidade (menos oneroso) e a operação mais próxima da ideal será concentrada no banco de maior capacidade (mais oneroso).

Este procedimento preserva a vida útil do banco principal, reduzindo os custos operacionais e de manutenção dos sistemas isolados.

4.3 Formulação do Problema de Despacho Envolvendo o Sistema Dual de Armazenamento

Os impactos e benefícios da configuração proposta para o banco de baterias podem ser aferidos quando simulada a operação ótima do sistema, considerando um horizonte dado. Para tais efeitos, este problema é formulado como segue:

A partir da descrição da operação do SDAB feita na seção anterior, o problema de despacho pode ser formulado matematicamente como um problema de otimização

cuja função-objetivo consiste na minimização do uso de gerador à diesel e cujas restrições incluem as estratégias operacionais do SDAB, como forma de maximizar a vida útil das baterias:

$$\min \sum_{t=1}^T F(t)\pi_D \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$\begin{cases} (1 - 2\alpha_{FV})|P_{B1,t}| + P_{B2,t} + \alpha_{FV}P_{PV,t}\eta_{c_PV} + P_{gen,t} = P_{Load,t} + P_{loss,t}^{inv} & se \beta = 0 \\ P_{gen,t} + P_{PV,t}\eta_{c_PV} - P_{B1,t} - P_{B2,t} = P_{Load,t} + P_{loss,t}^{inv} & se \beta = 1 \end{cases} \quad (4.2)$$

$$\begin{cases} \alpha_{FV}SOC_{B1,t} \geq \alpha_{FV}SOC_{B1,t-1} & se \alpha_{FV} = 1 \\ (1 - \alpha_{FV})SOC_{B1,t} \leq (1 - \alpha_{FV})SOC_{B1,t-1} & se \alpha_{FV} = 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

$$I_{B1C,t} \leq \min(I_{B1}^{ref}, I_{B1}^{v_max}) \quad (4.4)$$

$$I_{B2C,t} \leq \min(I_{B2}^{ref}, I_{B2}^{v_max}) \quad (4.5)$$

$$P_{gen} \leq P_{gen}^{max} \quad (4.6)$$

onde $F(t)$ é a quantidade de combustível consumido pelo gerador à diesel no instante t [l/h]; π_D é o preço do combustível [R\$/l]; α_{FV} é uma variável binária: 1, caso haja geração fotovoltaica; 0, caso contrário; $P_{B1,t}$ é a potência de carga/descarga do banco de *backup* no instante t [kW]; $P_{B2,t}$ é a potência de carga/descarga do banco operacional no instante t [kW]; $P_{PV,t}$ é a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico no instante t [kW]; η_{c_PV} é a eficiência do conversor eletrônico do arranjo fotovoltaico; $P_{Load,t}$ é a potência da demanda no instante t [kW]; $P_{loss,t}^{inv}$ é a perda devido à eficiência do inversor formador de rede [kW]; β é uma variável binária: 1, caso haja carga periódica de equalização das baterias; 0, caso contrário; $SOC_{B1,t}$ é o estado de carga do banco de *backup* no instante t ; $SOC_{B2,t}$ é o estado de carga do banco operacional no instante t ; $I_{B1C,t}$ é a corrente de carga das baterias do banco de *backup* no instante t [A]; I_{B1}^{ref} é a corrente de referência para carga das baterias do banco de *backup* no instante t (corrente C10) [A]; $I_{B1}^{v_max}$ é a corrente máxima de carga do banco de *backup* que não gere sobretensão nas baterias [A]; $I_{B2C,t}$ é a corrente de carga das baterias do banco operacional no instante t [A]; I_{B2}^{ref} é a corrente de referência para carga das baterias do banco operacional no instante t (corrente C10) [A]; $I_{B2}^{v_max}$ é a corrente máxima de carga do banco operacional que não gere sobretensão nas baterias [A] e P_{gen}^{max} é a potência máxima de operação do gerador à diesel [kW].

Equação 4.2 se refere à restrição de balanço de potência nas condições em que a carga periódica de equalização esteja ou não acontecendo. Neste caso, ambos subsistemas do SDAB devem ser carregados totalmente.

Equação 4.3 se refere à restrição de operação cíclica do banco de backup.

Equação 4.4 e 4.5 se referem às restrições de corrente máxima de carregamento das baterias. Estas restrições são importantes para garantir que a corrente de carga não gere sobretensão, especialmente em altos valores de SOC.

Equação 4.6 se refere à restrição de limite de potência do gerador à diesel.

4.4 Dimensionamento do Sistema Dual de Armazenamento

Nesta Seção são realizados estudos visando estabelecer uma regra adequada para o dimensionamento do sistema dual de armazenamento. Este dimensionamento é obtido através de uma análise da relação entre as curvas de geração e de demanda da microrrede. Dada a natureza estocástica das fontes renováveis, esta análise necessariamente deve ser feita através de métodos probabilísticos.

Além da natureza estocástica das fontes, o dimensionamento do SDAB também deve considerar as restrições operacionais das baterias. Estas restrições são caracterizadas tanto em termos de potência quanto em termos de energia. Restrições de potência estão relacionadas às correntes de carga e de descarga às quais as baterias devem estar sujeitas. Geralmente adota-se a taxa *C10* como referência de corrente de carga/descarga ideal. Restrições de energia estão relacionadas ao fato de que baterias de chumbo-ácido não devem ser submetidas à grandes descargas, de modo que o SOC não seja inferior à 50 %.

A partir destas restrições operacionais, o dimensionamento do SDAB se baseia em uma análise probabilística dos déficits de potência e de energia nos períodos noturno e diurno.

Sem perda de generalidade, será utilizada como exemplo a microrrede instalada na Ilha Grande, município de Humberto de Campos/Brasil (Figura 4.2). Esta microrrede atualmente é composta por um arranjo fotovoltaico de 31 kWp com MPPT; um grupo gerador à diesel de 48 kVA e um SAB composto de duas strings contendo 60 baterias de 1200 Ah em série. A Figura 4.3 mostra os perfis de geração e de demanda da microrrede medidas entre os dias 02 e 14 de Setembro de 2016. A partir disso, na Figura 4.4 é apresentado o perfil do balanço de potência entre geração e demanda. Os valores positivos indicam excesso de geração, enquanto que valores negativos indicam o contrário.

A curva apresentada na Figura 4.4 foi desmembrada em duas subamostras: uma

Figura 4.2 – Vista do arranjo fotovoltaico e da casa de força da microrrede de Ilha Grande.



Figura 4.3 – Perfis de geração e de demanda da microrrede de Ilha Grande.

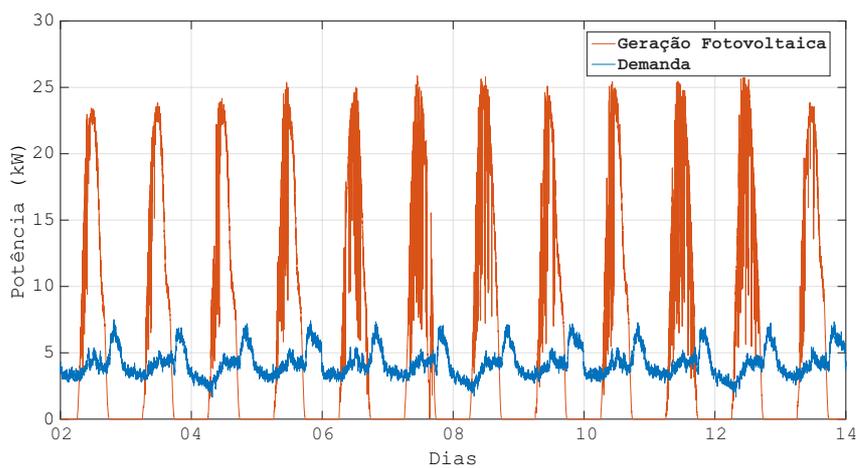
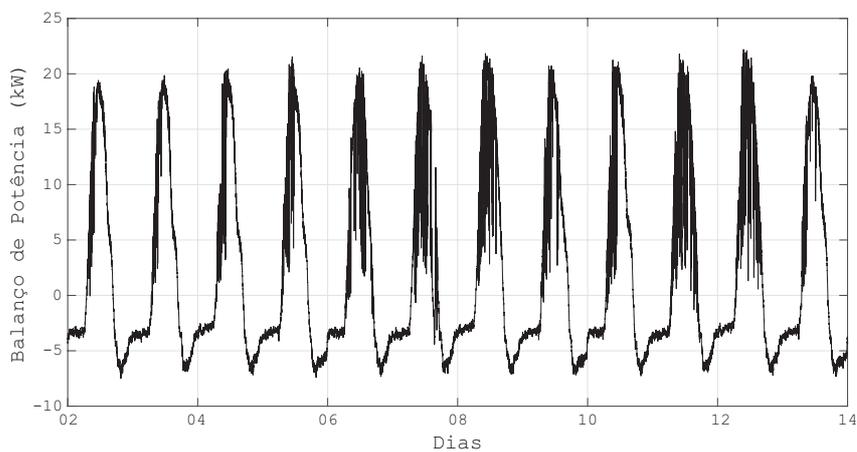


Figura 4.4 – Balanço de potência entre geração e demanda para a microrrede de Ilha Grande.



para o período diurno e outra para o período noturno. Este desmembramento é importante para uma análise probabilística mais adequada, uma vez que o balanço de potência apresenta padrões diferentes entre os períodos diurno e noturno.

Cada uma das subamostras foi modelada através da estimativa de densidade *Kernel*, conforme Equação 4.7.

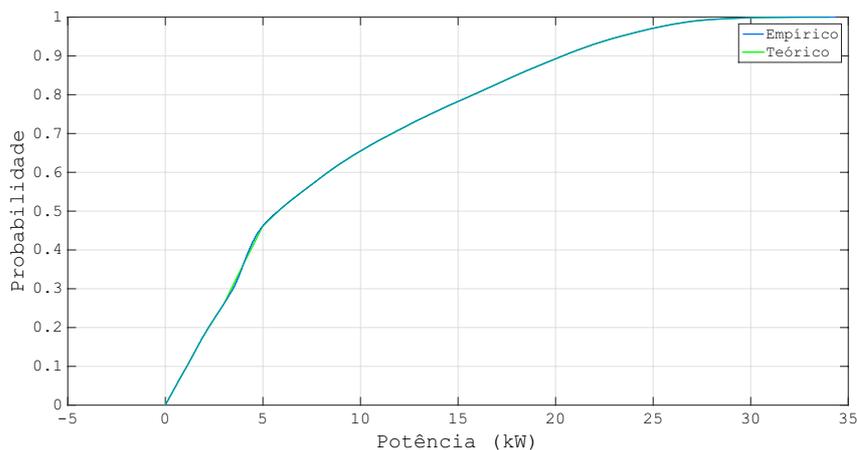
$$f_h(x) = \frac{1}{n_{sample}} \sum_{i=1}^{n_{sample}} K_h\left(\frac{x - x_i}{h}\right) \quad (4.7)$$

onde n_{sample} é a quantidade de amostras para a função Kernel; K_h é a função Kernel; x_i é a i -ésima amostra para a função Kernel e h é a largura de banda para a função Kernel.

A partir da Equação 4.7 e dos dados de geração e demanda coletados na microrrede de Ilha Grande, foi feita uma modelagem probabilística da ocorrência de três eventos: déficit de potência durante o dia, déficit de potência durante a noite e déficit de energia durante a noite. Os modelos probabilísticos foram validados de acordo com o teste de normalidade de *Kolmogorov-Smirnov*.

As funções de densidade cumulativa de cada evento são mostradas nas Figuras 4.5 e 4.7, respectivamente.

Figura 4.5 – Função de densidade cumulativa empírica e teórica que representa a ocorrência de déficit de potência durante o dia.



A partir da modelagem probabilística, o banco de backup é dimensionado de modo a atender a pelo menos 90% das ocorrências em que o SDAB é solicitado. De modo complementar, o banco operacional deverá responder por até 7,5% das ocorrências restantes. Finalmente, os últimos 2,5% das ocorrências restantes deverão ser complementadas pelo uso do grupo gerador à diesel. Este último aspecto é importante para que o SDAB não seja dimensionado para atender a ocorrências de grandes magnitudes, porém de baixíssimas probabilidades. As Figuras 4.8 e 4.9 mostram as indicações dos

Figura 4.6 – Função de densidade cumulativa empírica e teórica que representa a ocorrência de déficit de potência durante a noite.

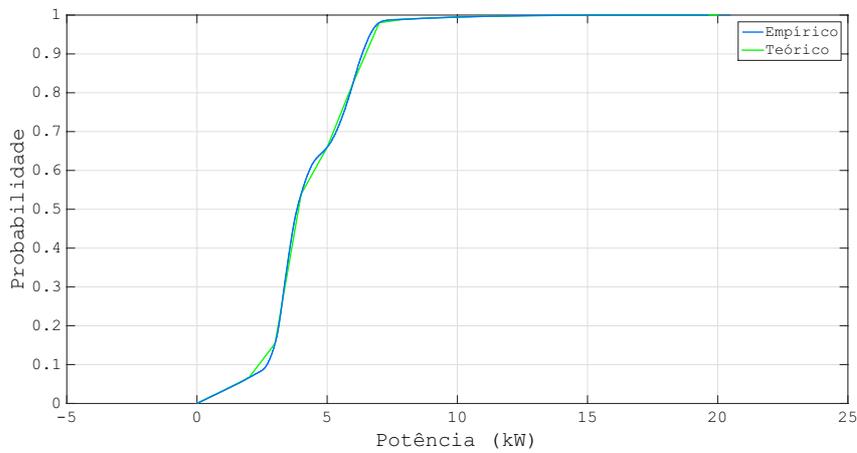
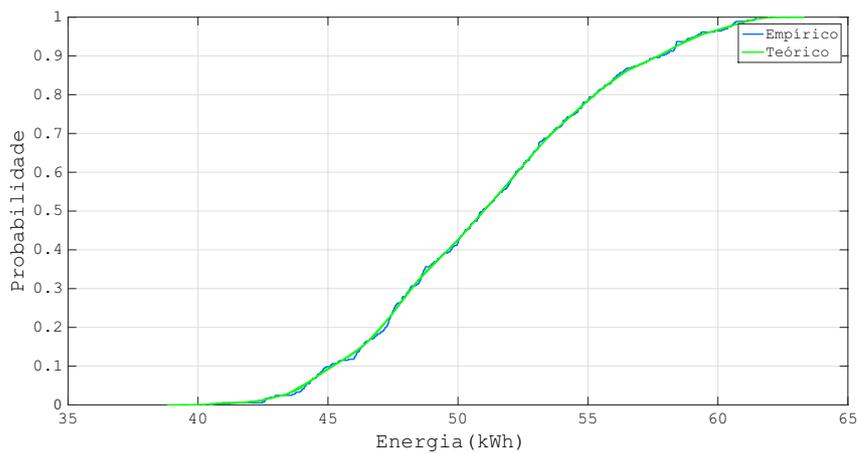


Figura 4.7 – Função de densidade cumulativa empírica e teórica que representa a ocorrência de déficit de energia durante a noite.



percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com as funções de distribuição acumulada do déficit de potência nos períodos diurno, noturno, e de déficit de energia respectivamente.

Além de avaliar o balanço de potência, é necessário avaliar o balanço energético, especialmente no período noturno, quando não há geração fotovoltaica. A função de distribuição acumulada do déficit de energia no período noturno é apresentada na Figura 4.10.

A partir das Figuras 4.8 a 4.10, o dimensionamento ótimo do banco de backup é dado pelas Equações 4.8 a 4.11.

$$S_{bkp,d} = \left[\frac{1000 \times C_{rate} \times X_{90th,d}}{C_N \times P_{bat} \times U_0 \times SOC_{min,d}} \right] \quad (4.8)$$

Figura 4.8 – Indicação dos percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com a função densidade cumulativa do déficit de potência durante o dia.

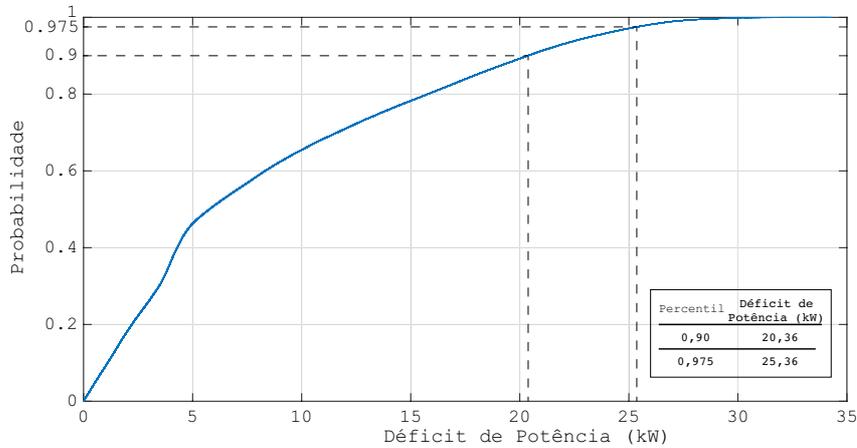


Figura 4.9 – Indicação dos percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com a função densidade cumulativa do déficit de potência durante a noite.

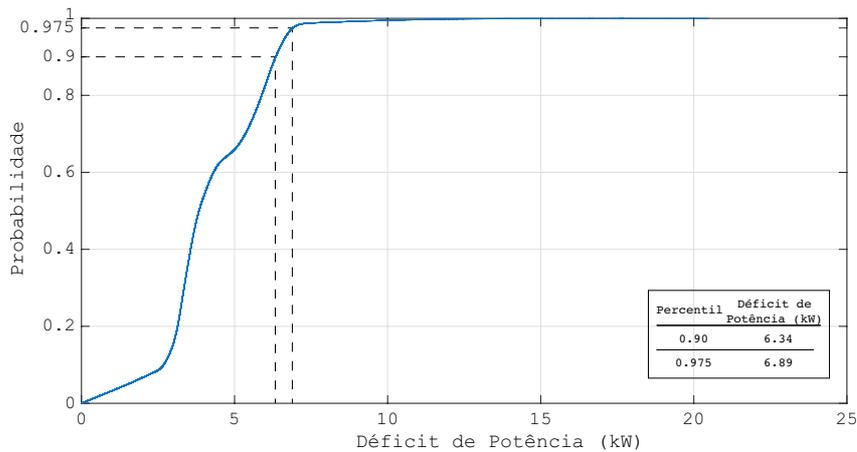
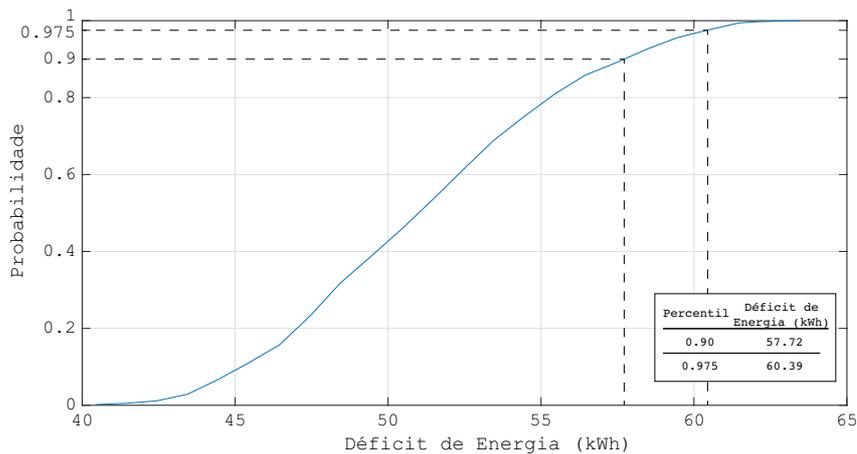


Figura 4.10 – Indicação dos percentis relacionados ao dimensionamento dos bancos de backup e operacional, de acordo com a função densidade cumulativa do déficit de energia durante a noite.



$$S_{bkp,n} = \left\lceil \frac{1000 \times C_{rate} \times X_{90th_n}}{C_N \times P_{bat} \times U_0 \times SOC_{min,d}} \right\rceil \quad (4.9)$$

$$S_{bkp,e} = \left\lceil \frac{1000 \times X_{90th_e}}{C_N \times P_{bat} \times U_0 \times SOC_{min,d} \times \varepsilon_{bat}} \right\rceil \quad (4.10)$$

$$S_{bkp} = \max(\{S_{bkp_d}, S_{bkp_n}, S_{bkp_e}\}) \quad (4.11)$$

onde S_{bkp_d} é a quantidade de baterias em série do banco de *backup* necessárias para atender à restrição de potência durante o dia; C_{rate} é o tempo de carga/descarga das baterias adotado como referência (tipicamente 10h); $X_{90th_d}/X_{90th_n}/X_{90th_e}$ são os valores de potência e energia abaixo do 90° percentil da função de densidade acumulada do balanço de potência no período diurno, noturno e do balanço energético no período noturno, respectivamente [kW, kW, kWh]; P_{bat} é a quantidade de *strings* em paralelo do banco de baterias; $SOC_{min,d}$ é o SOC mínimo normalizado ao qual a bateria deve ser submetida durante a descarga; S_{bkp_n} é a quantidade de baterias em série do banco de *backup* necessárias para atender à restrição de potência durante a noite; S_{bkp_e} é a quantidade de baterias em série do banco de *backup* necessárias para atender à restrição de energia durante a noite; S_{bkp} é a quantidade final de baterias em série do banco de *backup* e ε_{bat} é um fator que representa a eficiência coulombiana das baterias chumbo-ácido (considerado igual a 90%).

De maneira análoga, o dimensionamento do banco operacional é dado pelas Equações 4.12 a 4.15.

$$S_{op,d} = \left\lceil \frac{1000 \times C_{rate} \times (X_{97,5th_d} - X_{90th_d})}{C_N \times P_{bat} \times U_0 \times SOC_{min,d}} \right\rceil \quad (4.12)$$

$$S_{op,n} = \left\lceil \frac{1000 \times C_{rate} \times (X_{97,5th_n} - X_{90th_n})}{C_N \times P_{bat} \times U_0 \times SOC_{min,d}} \right\rceil \quad (4.13)$$

$$S_{op,e} = \left\lceil \frac{1000 \times (X_{97,5th_e} - X_{90th_e})}{C_N \times P_{bat} \times U_0 \times SOC_{min,d} \times \varepsilon_{bat}} \right\rceil \quad (4.14)$$

$$S_{op} = \max(\{S_{op_d}, S_{op_n}, S_{op_e}\}) \quad (4.15)$$

onde S_{op_d} é a quantidade de baterias em série do banco operacional necessárias para atender à restrição de potência durante o dia; $X_{97,5th_d}/X_{97,5th_n}/X_{97,5th_e}$ são os valores de potência e energia abaixo do 97,5° percentil da função de densidade acumulada do balanço de potência no período diurno, noturno e do balanço energético no período noturno, respectivamente [kW, kW, kWh]; S_{op_e} é a quantidade de baterias em série do

banco operacional necessárias para atender à restrição de energia durante a noite; S_{op_n} é a quantidade de baterias em série do banco operacional necessárias para atender à restrição de potência durante a noite e S_{op} é a quantidade final de baterias em série do banco operacional.

4.5 Validação dos Benefícios do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias

Problemas relacionados à degradação precoce das baterias são uma situação comum em microrredes que utilizam fontes renováveis. Estes problemas se devem principalmente ao regime operacional severo ao qual as baterias normalmente são expostas.

A microrrede de Ilha Grande (Figura 4.2) é um exemplo real deste fenômeno. Análises computacionais e observações empíricas indicam que a melhor estratégia de operação atualmente deve incluir cargas periódicas de equalização do banco de baterias. O propósito deste procedimento é evitar que o banco de baterias sofra maior redução em sua vida útil. No entanto, apesar disso, o banco de baterias costuma ter uma vida útil bastante inferior ao que foi inicialmente planejado. Desta forma, a substituição periódica do banco de baterias se tornou o principal custo de O&M da microrrede.

Dado que a microrrede de Ilha Grande é um exemplo típico dos problemas relacionados à operação de banco de baterias, o SDAB proposto foi avaliado através de estudo-de-caso da referida microrrede, sem que haja perda de generalidade por parte de aplicação do método.

Foi realizada uma análise do desempenho do SDAB sob diferentes cenários de capacidade de geração fotovoltaica, como forma de garantir a generalidade do sistema proposto. Estes cenários foram avaliados de acordo com o valor presente líquido do investimento, que deve incluir tanto os custos de capital inicial quanto de O&M do sistema.

Os custos de capital inicial e de O&M do banco de baterias são os mais significativos de todo o sistema. Desta forma, torna-se fundamental que a vida útil das baterias seja modelada de forma adequada.

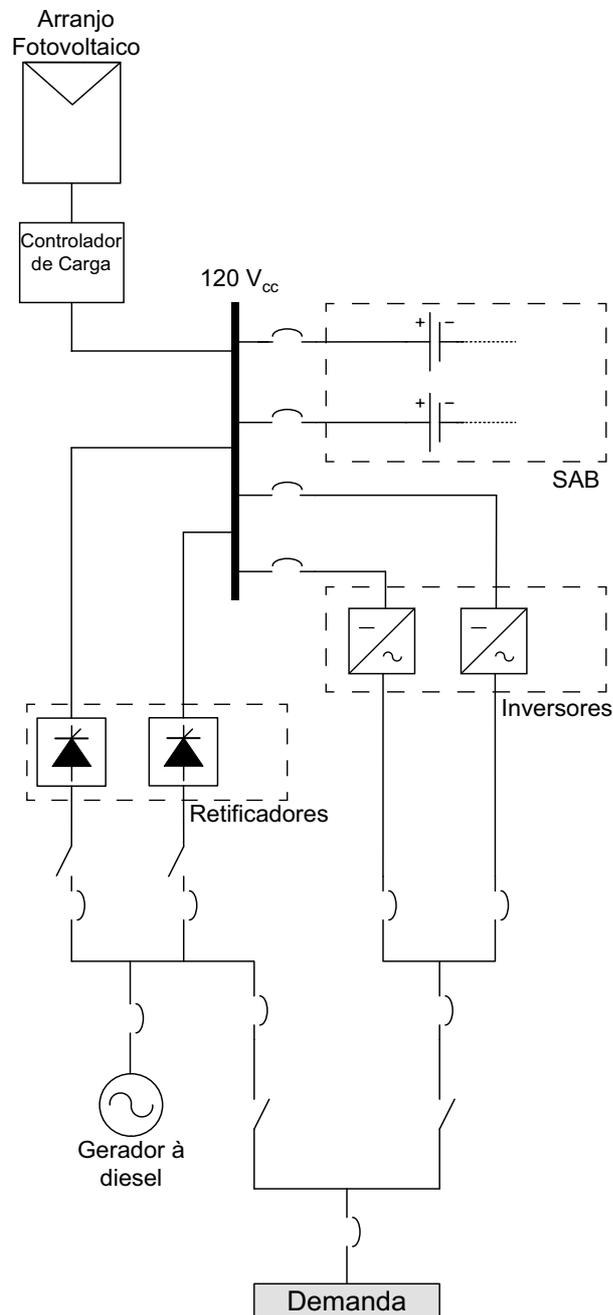
A modelagem dos demais recursos energéticos da microrrede (neste caso, sistema fotovoltaico e gerador à diesel) é descrita na Seção 2.5.

4.5.1 Configuração Atual da Microrrede de Ilha Grande

A microrrede de Ilha Grande é composta por um arranjo fotovoltaico de 31 kWp com *MPPT*; um grupo gerador à diesel de 48 kVA e um SAB composto de duas strings

contendo 60 baterias de 1200 Ah em série. Na Figura 4.11 é mostrado o diagrama unifilar da microrrede.

Figura 4.11 – Diagrama unifilar da microrrede de Ilha Grande.



4.5.1.1 Modelagem da Fonte Primária: Irradiação Solar

Além da modelagem dos dispositivos que compõem a microrrede, é necessário um modelo adequado da fonte primária, uma vez que o desempenho operacional da microrrede está bastante relacionado com o perfil da geração.

O modelo de irradiação solar utilizado se baseia em medições reais realizadas *in loco* durante os dias 02 a 14 de Setembro de 2016. Estas medições foram realizadas em

períodos de um minuto, sendo capaz, portanto, de conter informações relativas às flutuações resultantes de sombreamentos por nuvens. Este nível de precisão das medições torna-se bastante oportuno, pois torna possível avaliar de que forma estas oscilações podem afetar o desempenho operacional das baterias. Estas medições correspondem à *potência* gerada pelo arranjo fotovoltaico da referida microrrede. Considerando-se a capacidade instalada do arranjo fotovoltaico e um fator de redução¹ de 90%, foi obtida a curva de irradiação solar equivalente.

No entanto, estas são medições de apenas uma fração do ano, além de representarem um padrão que é mais comum apenas nas épocas mais quentes do ano na região (entre os meses de Julho e Dezembro). Isso significa que tais medições não representam o perfil anual de irradiação solar em sua totalidade.

A solução utilizada para contornar esta limitação foi a incorporação das informações acerca da variabilidade destas medições a um modelo que seja capaz de melhor se adaptar às variações sazonais da energia proveniente da irradiação solar.

O modelo adotado para emular esta variação sazonal é chamado de *algoritmo de Graham* [71]. A partir de dados de irradiação média mensal, este algoritmo se baseia em processos estocásticos para a criação de uma série sintética da variação horária da irradiação solar para o período de um ano. Embora este seja um método consolidado e bastante difundido, possui uma limitação importante, que é a periodicidade *horária* dos dados gerados.

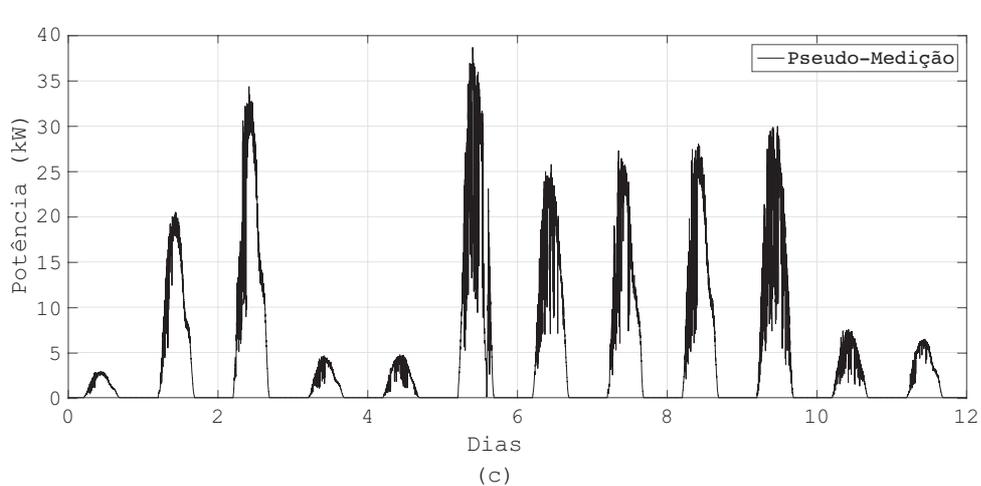
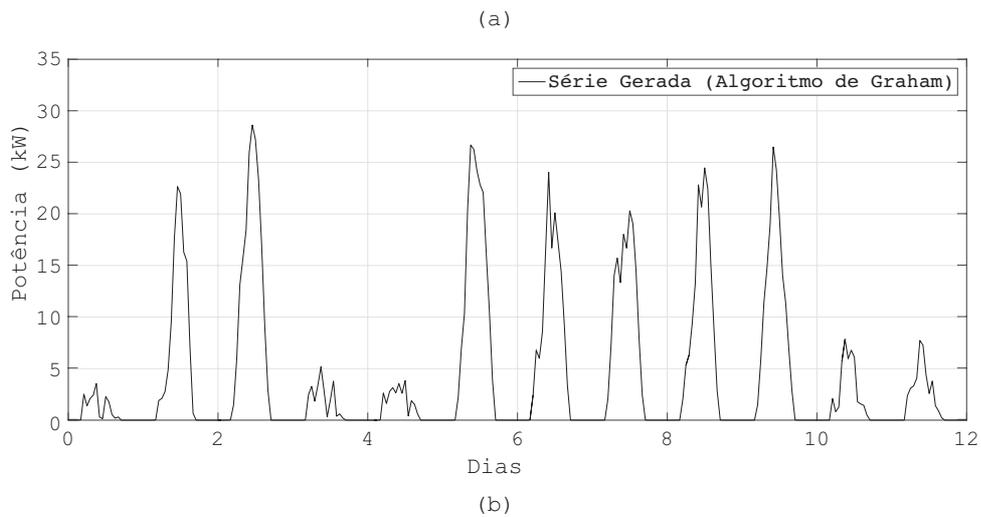
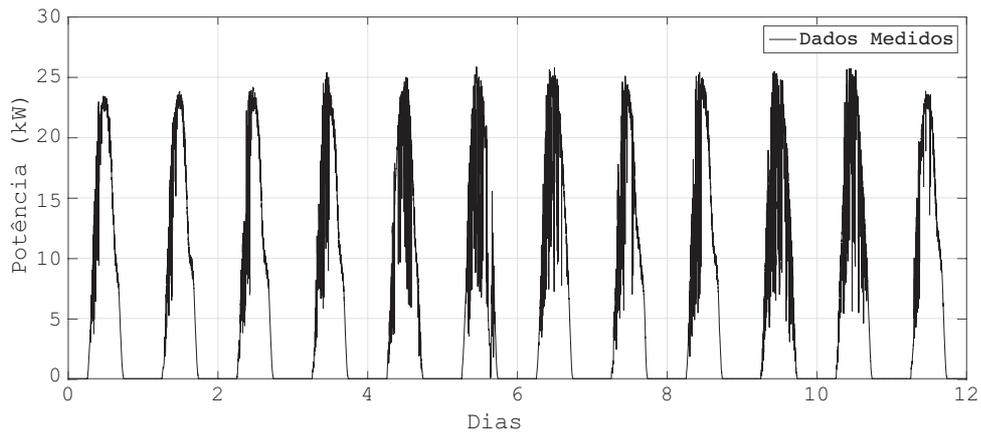
Com base nas características das medições realizadas e do algoritmo de Graham, os dados de irradiação solar que foram utilizados nas simulações foram inicialmente gerados a partir do algoritmo de Graham, utilizando dados de irradiação solar média mensal da região disponibilizados pelo CRESESB. A partir das características técnicas do arranjo fotovoltaico e da modelagem descrita na Seção 2.5.1, criou-se uma série *horária* da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico. Nesse estágio a série reflete apenas o perfil de irradiação solar gerado pelo algoritmo de Graham.

A série *medida* foi replicada de modo a preencher o período de um ano, para em seguida ser corrigida, em termos de energia diária, pela série criada no estágio anterior. Como resultado final deste processo, tem-se uma pseudo-medição minuto-a-minuto, com duração de um ano, cuja variabilidade corresponde aos dados de medição originais, mas que a energia diária reflete o comportamento sazonal criado pelo algoritmo de Graham.

Este processo de manipulação da série de medições é ilustrado na Figura 4.12.

¹ O fator de redução representa as perdas relacionadas a fatores externos tais como eventuais sombreamentos parciais dos painéis, poeira, envelhecimento dos painéis, perdas nas conexões, etc...

Figura 4.12 – Gráfico do Processo de manipulação dos doze primeiros dias da série de medições de irradiação solar: (a) série original abrangendo os doze dias de medições; (b) gráfico da serie horaria criada pelo algoritmo de Graham; (c) pseudo-medição criada que contém o mesmo perfil de variabilidade original, mas cuja energia diária equivale à série criada pelo algoritmo de Graham.



4.5.1.2 Modelagem da Curva de Demanda

A curva de demanda utilizada nas simulações corresponde às medições também realizadas entre os dias 02 e 14 de Setembro de 2016. Estas medições foram replicadas de modo a poderem preencher o período de um ano. Um ruído gaussiano de 5% do valor original foi adicionado à série com o propósito de emular uma pequena variabilidade entre as curvas diárias. Esta manipulação das medições originais parte da premissa de que, ao contrário da curva de geração fotovoltaica, a curva diária da demanda é pouco sensível às variações sazonais.

A curva de demanda medida é ilustrada na Figura 4.3.

4.5.1.3 Avaliação da Operação da Microrrede de Ilha Grande

A Figura 4.13 mostra o comportamento dos principais parâmetros elétricos relacionados às baterias. Tabela 4.1 mostra um resumo energético do sistema ao longo de um ano de operação. A vida útil esperada para o SAB é de 2,43 anos. Resultados detalhados sobre a operação do sistema são apresentados no Apêndice B.

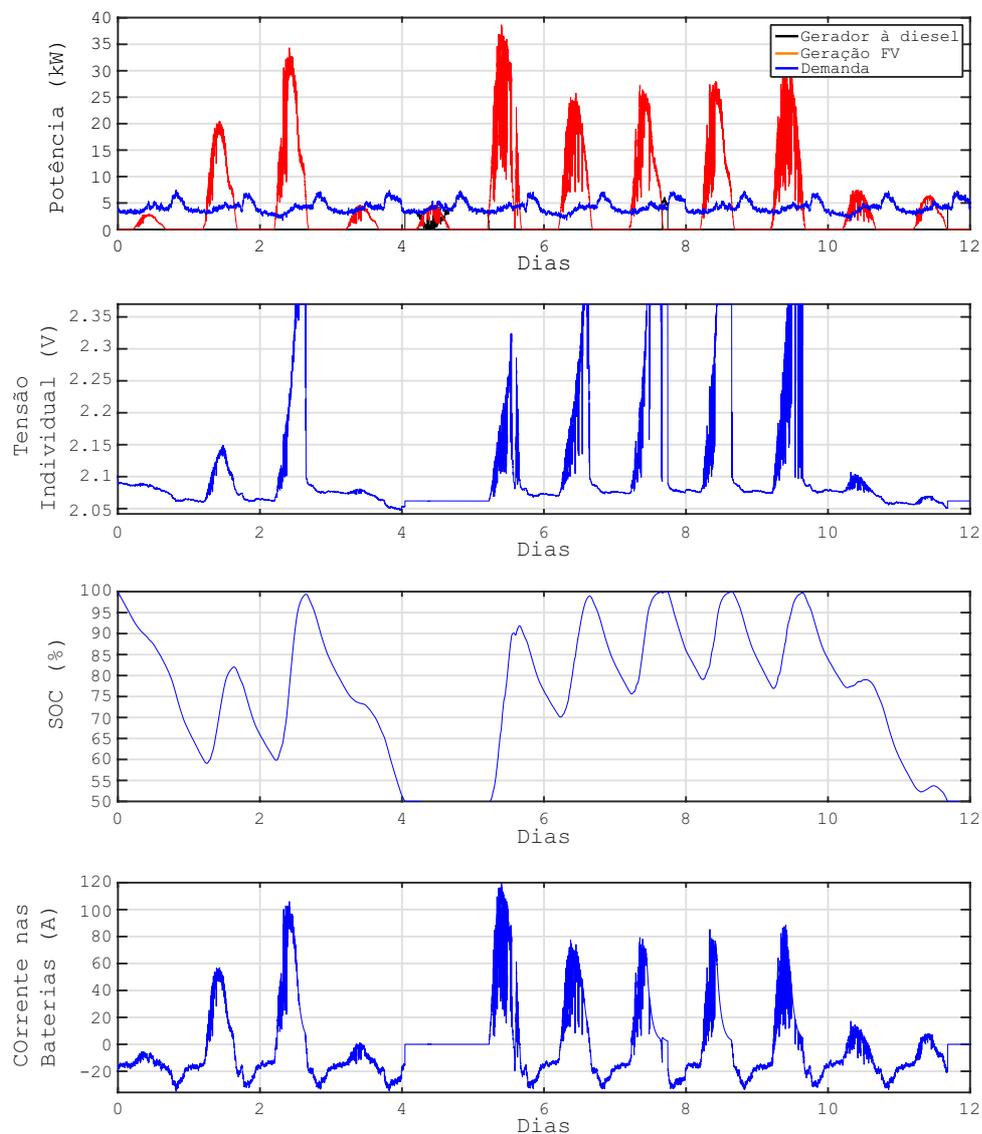
Tabela 4.1 – Resumo energético da microrrede de Ilha Grande ao longo de um ano de operação.

Descrição	Energia Gerada (kWh)	(%)
Geração Fotovoltaica	46.544,19	86,89
Geração à diesel	7.019,88	13,11
Total	53.564,07	100,00
Descrição	Energia Consumida (kWh)	(%)
Demanda	36.572,93	68,28
Perdas (perdas nos conversores e nas baterias)	10.256,39	19,15
Energia Vertida	6.734,38	12,57
Total	53.564,07	100,00

4.5.2 Aplicação do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias à Microrrede de Ilha Grande

O SDAB proposto foi avaliado sob as mesmas condições de geração e demanda do caso anterior. Para este caso, o SDAB deve ser gerenciado de acordo com as proposições descritas na Seção 4.2.

Figura 4.13 – Comportamento dos principais parâmetros elétricos relacionados SAB na microrrede de Ilha Grande.



De acordo com a metodologia de dimensionamento ótimo descrita na Seção 4.4, o banco de *backup* deve ser composto por 45 baterias em série, enquanto que o banco operacional deve ser composto por 12.

Na Figura 4.14 é mostrado o comportamento dos principais parâmetros elétricos relacionados ao SDAB. Tabela 4.2 mostra um resumo energético do sistema ao longo de um ano de operação. A vida útil esperada para o banco de backup e o banco operacional é de 4,12 e 2,60 anos, respectivamente. Resultados detalhados sobre a operação do sistema são apresentados no Apêndice B.

Tabela 4.2 – Resumo energético da microrrede de Ilha Grande ao longo de um ano de operação, utilizando o SDAB.

Descrição	Energia Gerada (kWh)	(%)
Geração Fotovoltaica	46.544,19	85,89
Geração à diesel	7.581,72	14,01
Total	54.125,91	100,00
Descrição	Energia Consumida (kWh)	(%)
Demanda	36.572,93	67,57
Perdas (perdas nos conversores e nas baterias)	10.393,23	19,20
Energia Vertida	7.159,76	13,23
Total	54.125,91	100,00

4.5.2.1 Avaliação Econômica do Uso do Sistema Dual de Armazenamento por Baterias

A avaliação econômica da utilização do SDAB foi feita através do VPL dos custos de capital inicial e de O&M do sistema.

O VPL associado a cada dispositivo do sistema é calculado a partir do custo total CT_{dev} de cada dispositivo considerado, conforme Equação 4.16.

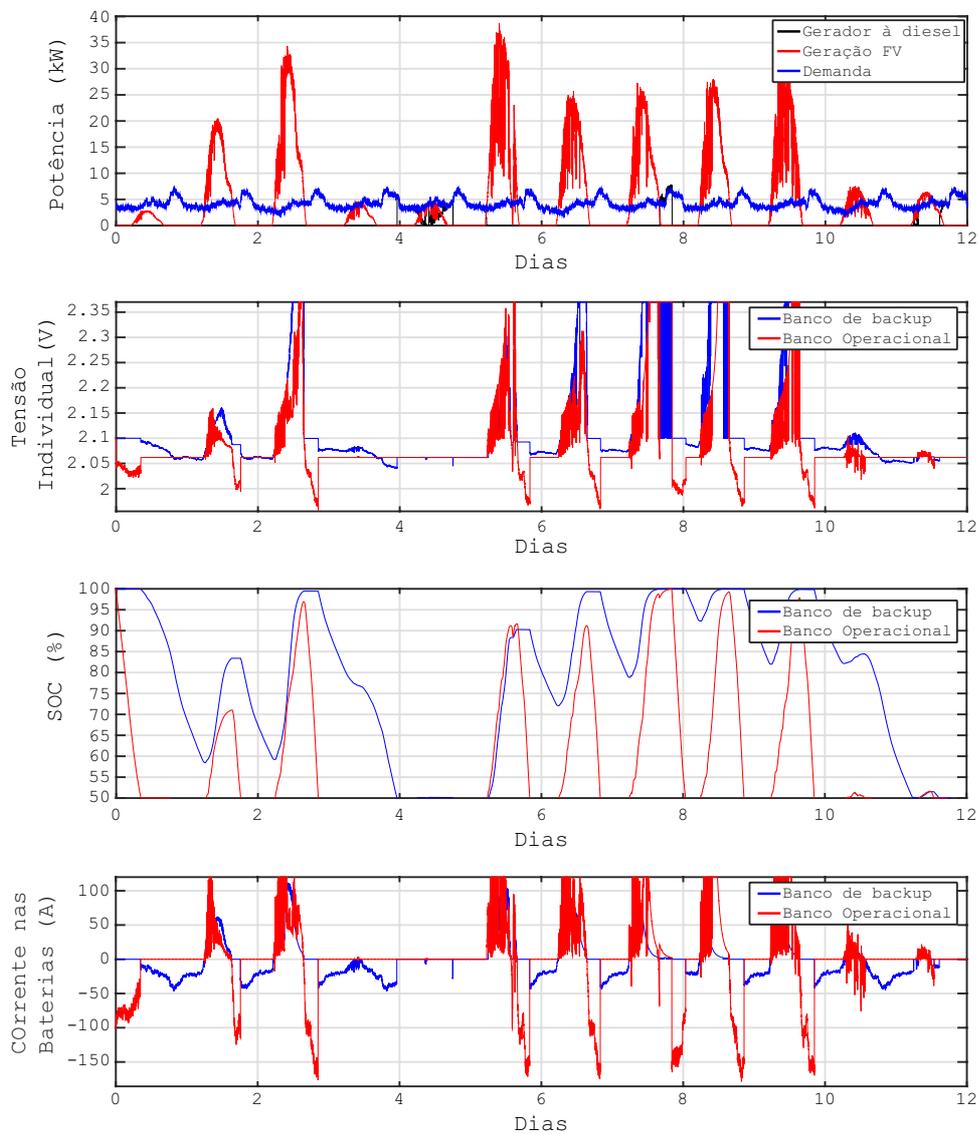
$$CT_{dev} = CI_{dev} + \sum_{m=1}^j \frac{OM_{dev}}{(1+i)^m} \quad (4.16)$$

onde CI_{dev} é o custo de instalação de cada dispositivo considerado [R\$]; OM_{dev} é o custo de O&M de cada dispositivo considerado [R\$]; j é o período de tempo total considerado para análise financeira [anos]; m é o m -ésimo período de tempo em que ocorre o respectivo custo [anos]; i é a taxa de juros considerada. O sub-índice DEV se refere a cada um dos dispositivos considerados na análise econômica: painéis fotovoltaicos, gerador diesel, baterias e conversores.

Para cada um dos cenários avaliados e apresentados a seguir foram utilizados custos de capital inicial e de O&M baseados em constatações da microrrede de Ilha Grande. A taxa de juros adotada corresponde à taxa básica de juros atualmente em vigor no Brasil (13 %). O período de tempo avaliado foi de 25 anos.

Os cenários avaliados foram obtidos a partir do dimensionamento original da microrrede de Ilha Grande, variando-se a capacidade instalada do arranjo fotovoltaico. Este tipo de análise é fundamental para demonstrar os benefícios econômicos da utilização do SDAB em condições de baixa e de alta penetração fotovoltaica.

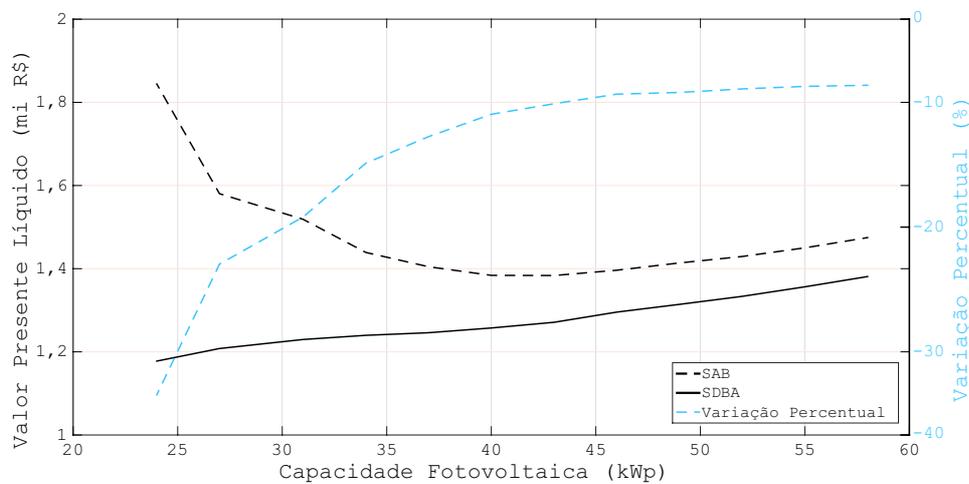
Figura 4.14 – Comportamento dos principais parâmetros elétricos relacionados SDAB na microrrede de Ilha Grande.



Na Figura 4.15 é mostrada a variação do VPL total para diferentes dimensionamentos do arranjo fotovoltaico. Nota-se que a utilização do SDAB é especialmente vantajosa em sistemas com menor capacidade instalada de geração fotovoltaica. Isso é explicado pelo fato de que em sistemas com menor capacidade fotovoltaica instalada, o sistema de armazenamento irá representar uma parcela ainda maior dos custos de capital inicial e de O&M.

Para o caso específico da microrrede de Ilha Grande, cuja capacidade fotovoltaica instalada é de 31 kWp, a redução percentual do VPL pelo uso do SDAB é de 19,03%.

Figura 4.15 – Comparativo da variação do VPL com e sem o uso do SDAB, para diferentes dimensionamentos do sistema fotovoltaico.



4.6 Considerações e Análise dos Resultados

Baterias chumbo-ácido ainda são a tecnologia mais economicamente viável para compor os sistemas de armazenamento em microrredes isoladas. No entanto, os custos de instalação e de O&M desses sistemas refletem a necessidade de adotar práticas que preservem a vida útil das mesmas, tendo em vista que estas são bastante sensíveis às condições em que são operadas.

Este trabalho propôs uma nova filosofia de armazenamento de energia. O sistema dual de armazenamento, que consiste em utilizar dois bancos de baterias com funções distintas e dimensionados de acordo com estas funções. Esta separação de funções permitiu realizar um dimensionamento mais eficiente, uma vez que o alto grau de complexidade e incertezas da operação de microrredes isoladas se torna melhor tratável à medida em que estes subsistemas com funções específicas são utilizados.

Através de uma análise mais acurada dos processos de envelhecimento das baterias foi possível constatar que o particionamento e dimensionamento do banco de baterias de acordo com funções específicas permite que cada uma das partes seja manejada de forma mais adequada no sentido de preservar a vida útil das baterias.

Os benefícios em utilizar os SDAB foram evidenciados em estudo-de-caso baseado na operação da microrrede de Ilha Grande. De maneira específica, a estratégia proposta foi capaz de preservar a vida útil dos bancos, especialmente do banco de *backup*, que é o mais caro. Esta vantagem operacional foi refletida diretamente sobre o custo total de instalação e O&M de todo o sistema, que foi reduzido em mais de 19 %.

De maneira geral, a estratégia proposta foi capaz de garantir benefícios econômicos em diferentes dimensionamentos de capacidade fotovoltaica instalada, especialmente em sistemas com menor penetração desta fonte. Esta é uma vantagem compa-

rativa relevante, uma vez que tais sistemas naturalmente tendem a expor as baterias a regimes operacionais ainda mais severos.

A solução abordada neste Capítulo consistiu em propor uma nova filosofia tanto para a topologia quanto para as diretrizes de operação do sistema de armazenamento. Esta solução se mostrou conveniente, uma vez que foi capaz de preservar a vida útil das baterias, sem comprometer outros componentes que também são dispendiosos, como é o caso do gerador à diesel. Os efeitos disso foram refletidos de forma positiva em termos de viabilidade econômica.

FONTES DIVERSIFICADAS NA MATRIZ ENERGÉTICA DE MICRORREDES ISOLADAS

5.1 Introdução

A avaliação dos efeitos da diversificação das fontes renováveis sobre o sistema necessariamente deve dispor de meios de se avaliar quantitativamente o grau de complementariedade entre estas fontes. A maioria das pesquisas relacionadas a este tema busca os efeitos da complementariedade entre fontes inseridas em sistemas de grande porte, ou na geração descentralizada conectada a uma rede convencional, de modo que tais efeitos no contexto de microrredes isoladas ainda são pouco conhecidos, principalmente quando se leva em consideração as características operacionais e de degradação dos SABS.

Existem diferentes abordagens para a avaliação da complementariedade entre fontes de geração. Uma destas abordagens consiste em verificar o *índice de correlação* entre o perfil da energia gerada por duas fontes [109, 110]. Neste caso, uma correlação *negativa* é considerada benéfica ao sistema, pois indica que de fato há complementariedade energética entre as respectivas fontes. Esta abordagem é conveniente, por exemplo, para avaliar os efeitos da sazonalidade em sistemas compostos por usinas hidroelétricas instaladas em localizações diferentes.

Por outro lado, a verificação unicamente do índice de correlação pouco irá dizer a respeito de outras características que são igualmente importantes, quando se trata de microrredes isoladas. Por exemplo, o índice de correlação não traz consigo informações a respeito do quão variáveis são as fontes, sendo que este é um aspecto importante quando se trata, por exemplo, do carregamento das baterias de chumbo-ácido.

Uma abordagem mais abrangente é apresentada em [111]. Neste caso, é feita uma análise probabilística das curvas de geração de fontes eólica e solar em diferentes localizações. Esta abordagem é mais conveniente, uma vez que pode abranger informações que são pertinentes no contexto de microrredes isoladas, embora este *não* seja o foco do referido trabalho.

A motivação central para a investigação apresentada neste Capítulo está em avaliar os efeitos da inserção de geração maremotriz na matriz energética de microrredes isoladas. Isso se deve ao fato de que a geração maremotriz tem demonstrado ser bastante promissora tanto em escala global, quanto regional. Além disso, é conveniente mencionar a capacidade energética brasileira para a geração a partir de fonte maremotriz, em especial a geração hidrocínética maremotriz, que apresenta um elevado potencial ao longo de toda a costa norte [112].

Coincidentemente, esta região do litoral brasileiro é conhecida pela existência de inúmeras comunidades isoladas em ilhas, onde o atendimento com eletricidade é mais viável apenas através de microrredes isoladas. A conjunção destes dois aspectos pode criar a possibilidade real de utilizar a micro geração maremotriz como parte da matriz energética de microrredes isoladas.

Sem perda de generalidade, foi utilizado como referência um estudo-de-caso baseado na microrrede de Ilha Grande, descrita na Seção 4.5.1. A partir deste caso, foi observado os efeitos da diversificação da matriz energética com a inclusão de fontes eólica e hidrocínética maremotriz sobre o desempenho operacional das microrredes isoladas.

5.2 Modelagem das Fontes Eólica e Hidrocínética Maremotriz

As análises sobre a inserção de fontes diversificadas à matriz energética de microrredes isoladas necessariamente deve pressupor a existência de um modelo adequado das fontes primárias. O modelo da irradiação solar anual foi apresentado na Seção 4.5.1.1. A seguir serão apresentados os modelos de velocidades de vento e correntes de marés utilizados nas referidas análises.

5.2.1 Modelagem do Vento

De maneira análoga ao modelo de irradiação solar descrito na Seção 4.5.1.1, foi elaborada uma série temporal de velocidade de ventos com a resolução de um minuto e duração de um ano. Dada a inexistência de medições *in loco* da velocidade dos ventos, foi elaborada uma série temporal a partir de dados de velocidades médias mensais da

região. Estes dados foram obtidos a partir do banco de dados do CRESESB e apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Velocidades médias mensais do vento na região de Ilha Grande, município de Humberto de Campos.

Mês	Velocidade Média (m/s)
Janeiro	5,00
Fevereiro	5,00
Março	3,52
Abril	3,52
Maio	3,52
Junho	5,79
Julho	5,79
Agosto	5,79
Setembro	7,79
Outubro	7,79
Novembro	7,79
Dezembro	5,00

Fonte: [113]

A partir dos valores apresentados na Tabela 5.1, foi elaborada uma série temporal com resolução de um minuto e com duração de um ano. A metodologia utilizada neste processo foi a mesma utilizada pelo *software* HOMER, descrita em detalhes no Anexo C.

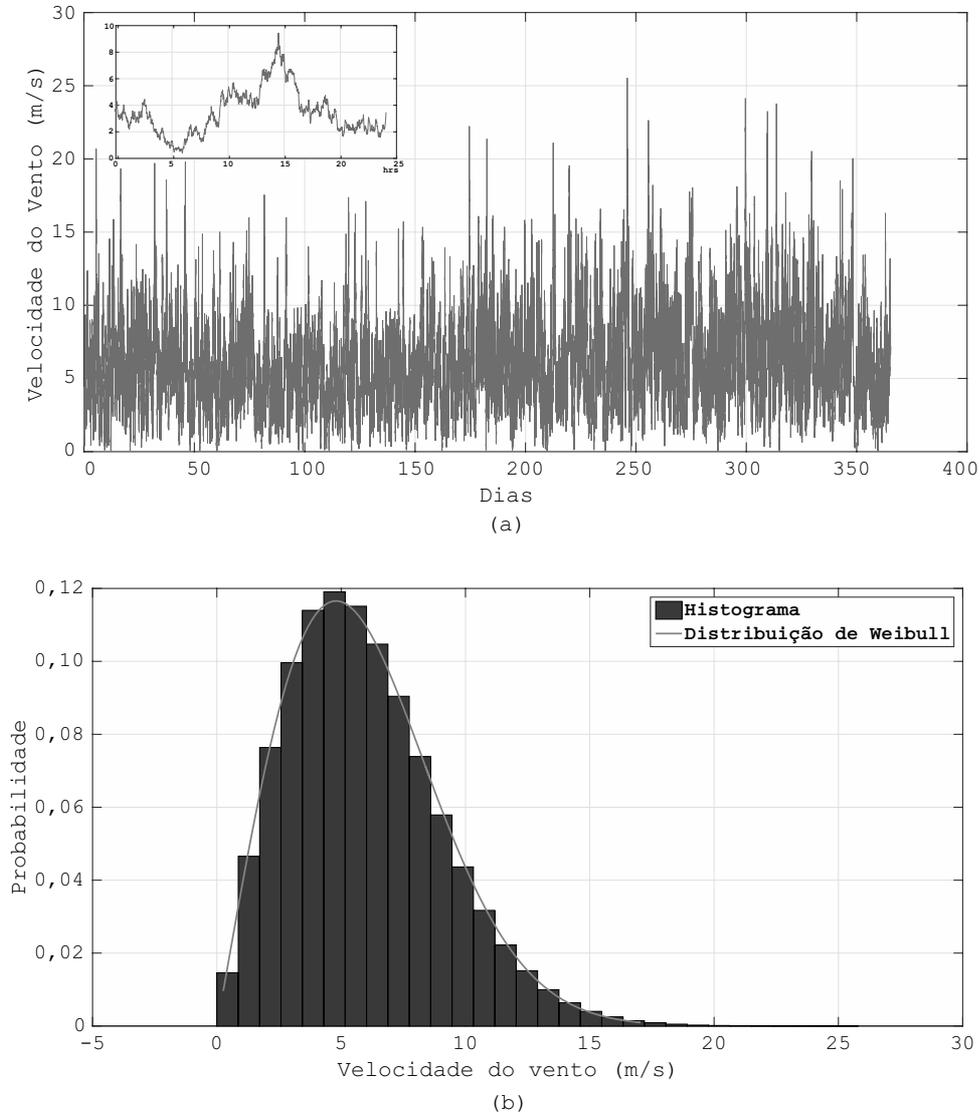
Na Figura 5.1 é apresentada a série temporal criada e a função densidade de probabilidade que a representa. Nota-se que a série segue uma distribuição de Weibull, que é tipicamente utilizada em modelos probabilísticos de ventos. Uma visão mais detalhada do primeiro dia foi acrescentada.

5.2.2 Modelagem das Correntes de Marés

Embora a variação das marés seja um fenômeno relativamente simples de ser modelado, as correntes de marés são influenciadas por eventos que não podem ser facilmente modelados: a geometria do litoral, o relevo do fundo do mar, as descargas pluviais nas proximidades e a existência de obstáculos tais como ilhas, podem criar um escoamento turbulento, de modo que a geração hidrocínética maremotriz também será afetada por estes eventos. Por conta disso, optou-se pela utilização de dados *reais* de correntes de marés para a investigação proposta neste Capítulo.

A utilização de dados reais é conveniente para garantir que a análise proposta neste Capítulo seja capaz de incorporar a variabilidade real da fonte maremotriz, ga-

Figura 5.1 – Modelagem dos ventos na região de Ilha Grande, município de Humberto de Campos: (a) série temporal com duração de um ano, com maiores detalhes do primeiro dia; (b) histograma da série gerada seguindo a distribuição de Weibull.



rantindo, portanto, uma análise mais confiável.

Através de uma parceria firmada com o *Laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estuarina e de Águas Interiores (LHiCEAI)*, da Universidade Federal do Maranhão, foi realizado um fundeio próximo à Ilha do Medo (Figura 5.2), entre os dias 14 e 15 de Março de 2017, com o objetivo de medir a velocidade das correntes durante um ciclo completo de marés. Embora os dados medidos não sejam das proximidades da Ilha Grande, o seu uso é justificável pelo fato de que a análise apresentada neste Capítulo se propõe à avaliar o comportamento típico das fontes primárias, em detrimento de propor um sistema real.

Na Figura 5.3 é demonstrado o perfil da velocidade das correntes de marés

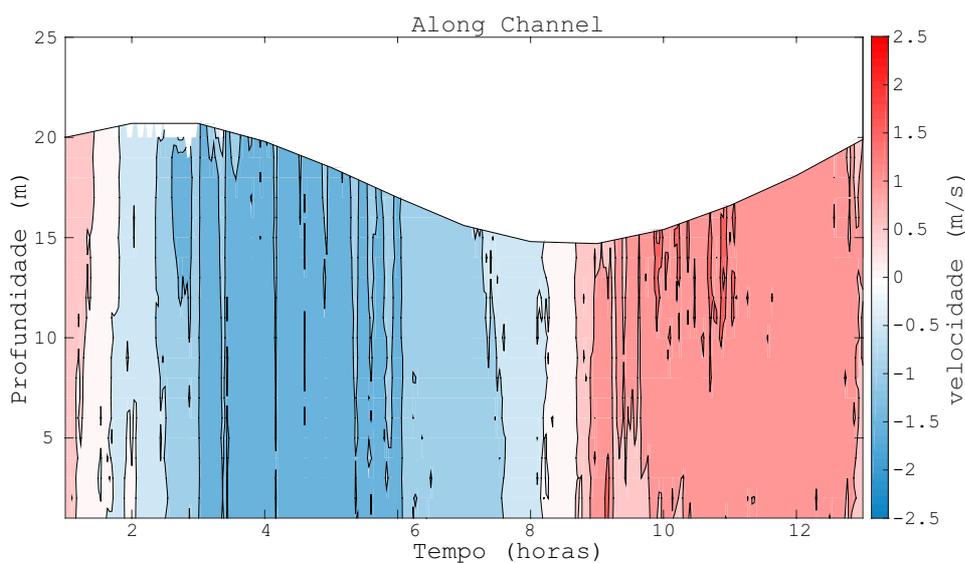
Figura 5.2 – Localização onde foram realizadas as medições de velocidade das correntes de marés.



Fonte: [94]

durante as medições. Uma visão mais detalhada deste perfil de velocidades está disponível no Anexo B.

Figura 5.3 – Velocidades da corrente de maré obtidas a partir de medições realizadas próximas à Ilha do Medo.



Fonte: Laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estaurina e de Águas Interiores - (LHiCEAI)

Embora estes sejam dados reais medidos durante todo um ciclo de maré, estas medições possuem uma limitação semelhante às medições da fonte fotovoltaica

descritas na Seção 4.5.1.1: o período de medições não contempla um intervalo suficientemente longo para capturar variações de longo prazo da fonte primária. No caso das correntes de marés, as variações de longo prazo decorrem principalmente dos ciclos lunares (cerca de um mês). Durante a lua nova e a lua cheia, ocorrem as marés de sizígia (maiores marés); enquanto que durante a lua crescente e a lua minguante, ocorrem as marés de quadratura. Afim de emular este comportamento aproximadamente quinzenal das correntes de marés, foram utilizados fatores de correção da corrente de marés disponibilizados por [114] (Tabela 5.2). Para cada ciclo de maré do ano foi aplicado o respectivo fator de correção às medições originais.

Tabela 5.2 – Fatores de correção da velocidade da corrente de acordo com a respectiva variação de altura da maré.

Variação de Maré (m)	Fator de Correção
2,0	0,5
2,5	0,6
3,0	0,7
3,5	0,8
4,0	0,9
4,5	1,0
5,0	1,1
5,5	1,2
6,0	1,3
6,5	1,4

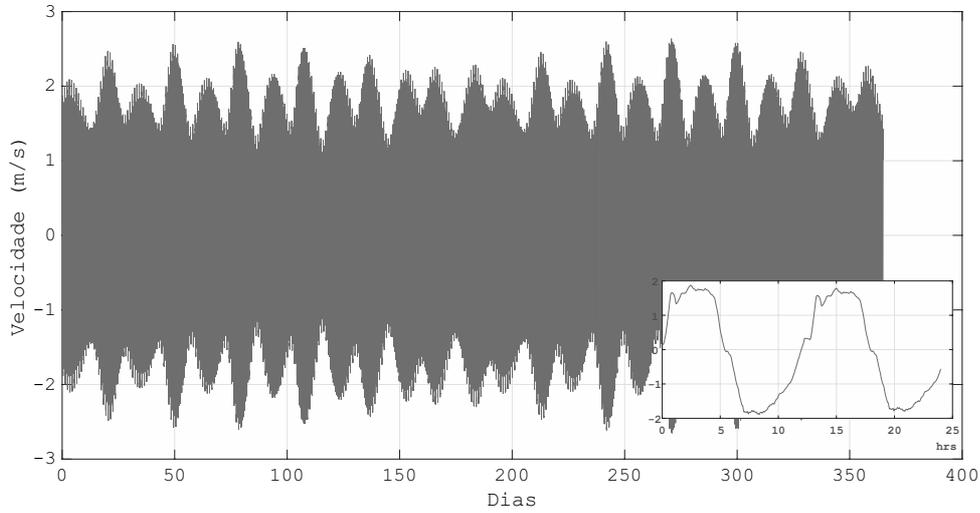
Fonte: [114]

A partir das medições apresentadas na Figura 5.3 e dos fatores de correção apresentados na Tabela 5.2, foi criada uma série temporal com duração de um ano e com resolução de um minuto, conforme demonstrada na Figura 5.4. Uma visão mais detalhada do primeiro dia foi acrescentada.

5.3 Avaliação da Complementariedade entre Fontes Renováveis de Geração

Em [111] é apresentada uma abordagem bastante abrangente acerca da avaliação da complementariedade entre fontes de geração. Embora o foco daquele trabalho não seja o contexto de microrrede isoladas, a abordagem desenvolvida serviu como embasamento teórico para a avaliação da complementariedade entre fontes descrita nesta Seção.

Figura 5.4 – Série temporal com duração de um ano e resolução de um minuto da velocidade de corrente de marés próximas à Ilha do Medo. Maiores detalhes do primeiro dia incluídos



Além da modelagem das fontes renováveis descrita no Capítulo 2, uma modelagem mais generalista da geração fotovoltaica, eólica e hidrocínética maremotriz pode ser representada respectivamente por:

$$P_{FV}(t) = G(t)\eta_{FV}A_{FV} \quad (5.1)$$

$$P_W(t) = \frac{1}{2}\eta_W\rho_W A_W v_W^3(t) \quad (5.2)$$

$$P_{str}(t) = \frac{1}{2}\eta_{str}\rho_{str} A_{str} v_{str}^3(t) \quad (5.3)$$

onde η_{FV} é a eficiência global dos painéis fotovoltaicos; A_{FV} é a área abrangida pelos painéis fotovoltaicos [m^2]; η_W é a eficiência global da turbina eólica; A_W é a área abrangida pelo rotor da turbina eólica [m^2]; A_{str} é a área abrangida pelo rotor da turbina hidrocínética maremotriz [m^2] e ρ_W é a densidade do ar [$\approx 1,1839 \text{ kg}/m^3$].

Considerando-se que η_{FV} e A_{FV} da Equação 5.1 sejam constantes¹; bem como η_W , ρ_W e A_W na Equação 5.2; e η_{str} , ρ_{str} e A_{str} na Equação 5.3, as Equações 5.1 a 5.3 podem ser reescritas da seguinte forma:

$$P_{FV}(t) = K_{FV}G(t) \quad (5.4)$$

¹ Embora alguns dos referidos parâmetros não sejam estritamente constantes (eficiência dos painéis fotovoltaicos devido à inclinação sazonal, por exemplo), assume-se que a variação destes seja bastante pequena, se comparada à variação das fontes primárias.

$$P_W(t) = K_W v_W^3(t) \quad (5.5)$$

$$P_{str}(t) = K_{str} v_{str}^3(t) \quad (5.6)$$

onde $K_{FV} = \eta_{FV} A_{FV}$, $K_W = \frac{1}{2} \eta_W \rho_W A_W$ e $K_{str} = \frac{1}{2} \eta_{str} \rho_{str} A_{str}$.

Um pressuposto para a avaliação da complementariedade entre as fontes é que sejam excluídos os efeitos do *dimensionamento* de cada um dos sistemas de geração. Para isso, assume-se que cada uma das fontes gerem o mesmo montante anual de energia, por exemplo 1000 kWh. Portanto:

$$K_{FV} \int_0^T G(t) dt = 1000 \text{ kWh} \quad (5.7)$$

$$K_W \int_0^T v_W^3(t) dt = 1000 \text{ kWh} \quad (5.8)$$

$$K_{str} \int_0^T v_{str}^3(t) dt = 1000 \text{ kWh} \quad (5.9)$$

Utilizando-se os modelos de irradiação solar, velocidade do vento e de velocidade de correntes de marés descritos nas seções anteriores e resolvendo-se as Equações 5.7 a 5.9 para K_{FV} , K_W e K_{str} , respectivamente:

$$K_{FV} = 632,7320 \text{ m}^2$$

$$K_W = 0,2866 \text{ kg/m}$$

$$K_{str} = 34,2988 \text{ kg/m}$$

Na Figura 5.5 são plotados os gráficos dos produtos $K_{FV}G$, $K_W v_W^3$ e $K_{str} v_{str}^3$. Estas curvas representam os perfis de geração normalizados em relação à produção energética anual de 1000 kWh. Na Figura 5.6 são plotados os gráficos das combinações das fontes fotovoltaica mais eólica, fotovoltaica mais maremotriz, eólica mais maremotriz e fotovoltaica mais eólica mais maremotriz. Estas combinações foram respectivamente

calculadas pelas Equações 5.10 a 5.13, de modo a garantir que as combinações entre as fontes permaneçam normalizadas em relação à produção anual de 1000 kWh.

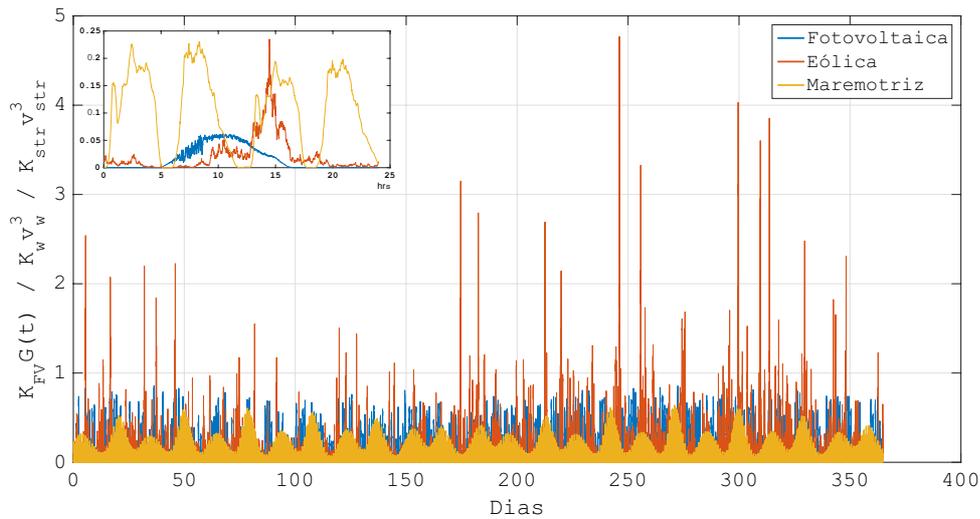
$$Mix_{FV+W} = (K_{FV}G(t) + K_W v(t)_W^3)/2 \quad (5.10)$$

$$Mix_{FV+str} = (K_{FV}G(t) + K_{str} v(t)_{str}^3)/2 \quad (5.11)$$

$$Mix_{W+str} = (K_W v(t)_W^3 + K_{str} v(t)_{str}^3)/2 \quad (5.12)$$

$$Mix_{FV+W+str} = (K_{FV}G(t) + K_W v(t)_W^3 + K_{str} v(t)_{str}^3)/3 \quad (5.13)$$

Figura 5.5 – Curvas de geração temporal normalizadas em relação à 1000 kWh das fontes fotovoltaica, eólica e hidrocínética maremotriz. Maiores detalhes do primeiro dia incluídos.



A verificação visual sugerida em [111] dos gráficos nas Figuras 5.5 e 5.6 dá uma ideia preliminar da variação de cada fonte, bem como a variação da combinação entre as fontes. No entanto, esta verificação visual é subjetiva e portanto, não confiável.

Neste trabalho é proposta a utilização do *coeficiente de variação* como forma de mensurar a variação das fontes e das suas combinações entre si.

O coeficiente de variação é um parâmetro adimensional definido como sendo a razão entre o desvio padrão e a média de um conjunto de dados. A utilização deste parâmetro é conveniente porque é capaz de englobar em um único valor duas informações estatísticas importantes.

Na Tabela 5.3 são mostrados os coeficientes de variação de cada fonte e das respectivas combinações.

Figura 5.6 – Curvas de geração temporal normalizadas em relação à 1000 kWh da combinação das fontes fotovoltaica + eólica, fotovoltaica + maremotriz, eólica + maremotriz e fotovoltaica + eólica + maremotriz.

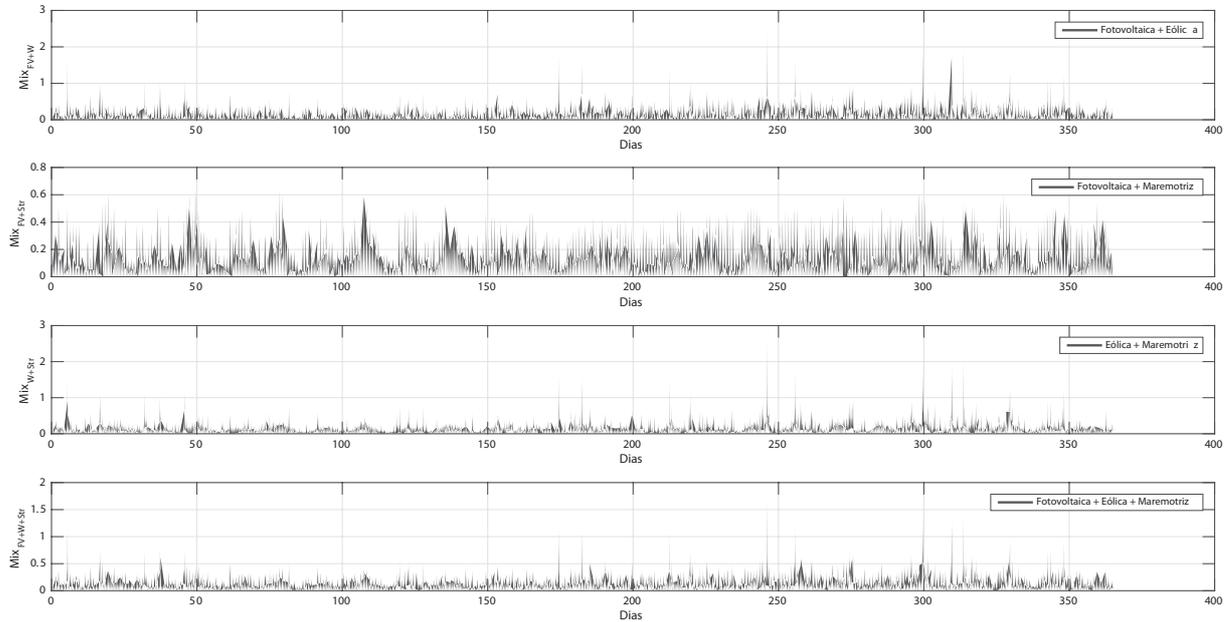


Tabela 5.3 – Coeficientes de Variação de cada fonte e das combinações entre as mesmas.

Fontes	Coefficiente de Variação
Fotovoltaica	1,53
Eólica	1,59
Maremotriz	0,97
Fotovoltaica + Eólica	1,16
Fotovoltaica + Maremotriz	0,92
Eólica + Maremotriz	0,94
Fotovoltaica + Eólica + Maremotriz	0,84

Os coeficientes de variação apresentados na Tabela 5.3 são um bom indicador tanto do grau de variabilidade de cada fonte quanto da complementariedade entre fontes. Valores elevados do coeficiente de variação indicam uma grande variação em torno do valor médio. No contexto de microrredes isoladas, esta não é uma característica benéfica, especialmente quando se trata do processo de carregamento de baterias do tipo chumbo-ácido.

A verificação de cada fonte separadamente indica que embora a fonte eólica não seja intermitente da mesma forma que a maremotriz ou fotovoltaica, é a fonte que apresenta o maior grau de variabilidade. Nota-se ainda que o coeficiente de variação é reduzido à medida em que as fontes são combinadas entre si, o que é um indicador de que há complementariedade entre as fontes.

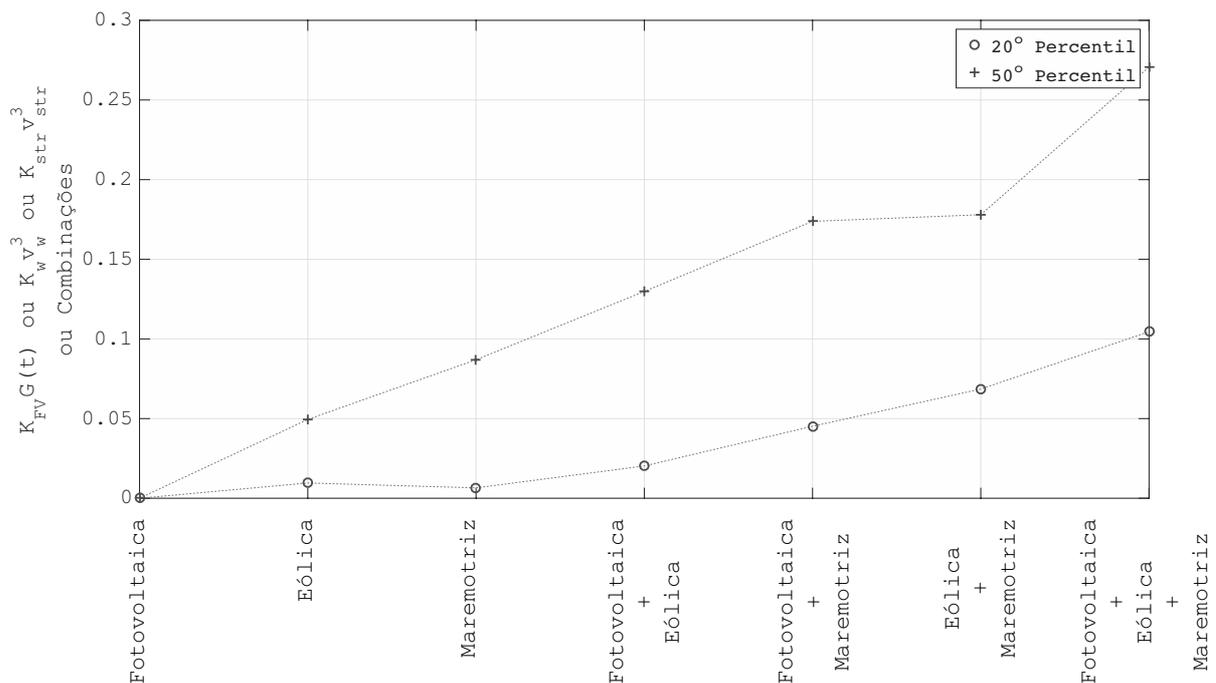
Adicionalmente à Tabela 5.3, na Tabela 5.4 é apresentada a quantidade de horas em que cada fonte ou combinação de fontes permanece totalmente indisponível.

Tabela 5.4 – Quantidade de horas em que cada fonte ou combinação de fontes está totalmente indisponível.

Fontes	Horas ao Ano de Geração Totalmente Indisponível (h)
Fotovoltaica	4508,23
Eólica	9,20
Maremotriz	86,50
Fotovoltaica + Eólica	5,82
Fotovoltaica + Maremotriz	44,57
Eólica + Maremotriz	0,22
Fotovoltaica + Eólica + Maremotriz	0,13

Uma indicação quanto à duração em que cada fonte ou combinação permanece em um dado patamar de geração pode ser obtida através da análise de percentis. Na Figura 5.7 são apresentados o 20° e 50° (mediana) percentis dos perfis de geração de cada uma das fontes e respectivas combinações. Esta análise indica que à medida em que as fontes são combinadas entre si, o potência mínima garantida durante 80% e 50% do tempo tende a aumentar.

Figura 5.7 – 20° e 50° percentis dos perfis de geração de cada uma das fontes e respectivas combinações ente si.



A análise do gráfico na Figura 5.7 feita em [111] sugere a verificação também do 80° percentil. A ideia sugerida naquele trabalho é que a *redução* do 80° percentil (enquanto que os valores do 20° e 50° percentis crescem) seja benéfica, pois estaria demonstrando uma maior concentração de potência gerada em torno da mediana. Esta seria uma análise que corresponde de forma satisfatória à proposta daquele trabalho: demonstrar apenas que há uma *suavização* da geração total à medida em que as fontes são combinadas entre si. De fato, as implicações observadas na Figura 5.7 são bastante otimistas. Nota-se, por exemplo, que a combinação *eólica+maremotriz* é capaz de garantir durante 80% do tempo um patamar de geração que a fonte eólica sozinha não seria capaz de garantir em 50% do tempo.

À medida em que as baterias são carregadas, a corrente de carga deve ser exponencialmente reduzida para evitar sobretensão nas baterias. Isso significa que a partir de um certo ponto do processo de carregamento, um perfil de geração em que seja possível garantir um certo patamar de potência por um certo período de tempo é mais benéfico do que um perfil de geração em que há picos elevados de potência, mas de pouca duração.

A análise de percentis apresentada no gráfico da Figura 5.7 pode indicar que à medida em que as fontes são combinadas entre si, a matriz de geração passa a garantir um certo patamar de geração por um período maior de tempo.

Além da verificação do coeficiente de variação proposta neste trabalho e da verificação dos percentis sugerida em [111], uma análise de complementariedade que também envolva a interação das fontes de geração com a demanda é sugerida em [115], onde os autores propuseram uma análise sobre a complementariedade entre fontes inseridas em microrredes. Embora o foco do referido trabalho não tenha sido a análise dos efeitos da complementariedade das fontes sobre as baterias (uma vez que foi utilizado o modelo KiBaM, que claramente não é apropriado para a modelagem de baterias em sistemas com fontes renováveis, como demonstrado em [9]), a *taxa de flutuação relativa* proposta no referido trabalho pode ser considerado um bom indicador do aproveitamento da complementariedade das fontes por parte da demanda.

Para uma microrrede contendo N tipos de fontes diferentes de geração, a taxa de flutuação relativa D_L é definida como sendo [115]:

$$D_L = \frac{1}{P_{Load}} \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^N (P_{eq}(t)) - P_{Load}(t) \right)^2} \quad (5.14)$$

onde $P_{eq}(t)$ é a potência equivalente gerada pelo *mix* de fontes renováveis da microrrede e N é a quantidade de fontes renováveis que compõem a matriz de geração da microrrede.

Inicialmente foi considerado um valor de geração anual igual a 1000 kWh, como forma de normalizar os perfis de geração de cada fonte. Considerando que a eficiência global da microrrede seja de 80%, assume-se, portanto, que o perfil de demanda seja normalizado em 800 kWh. A curva de demanda utilizada nesta análise é a mesma apresentada na Seção 4.5.1.2.

Considerando que $P_L(t)$ seja a potência requerida pela demanda no instante t da curva de demanda modelada na Seção 4.5.1.2, o fator multiplicador K_L deve ser tal que:

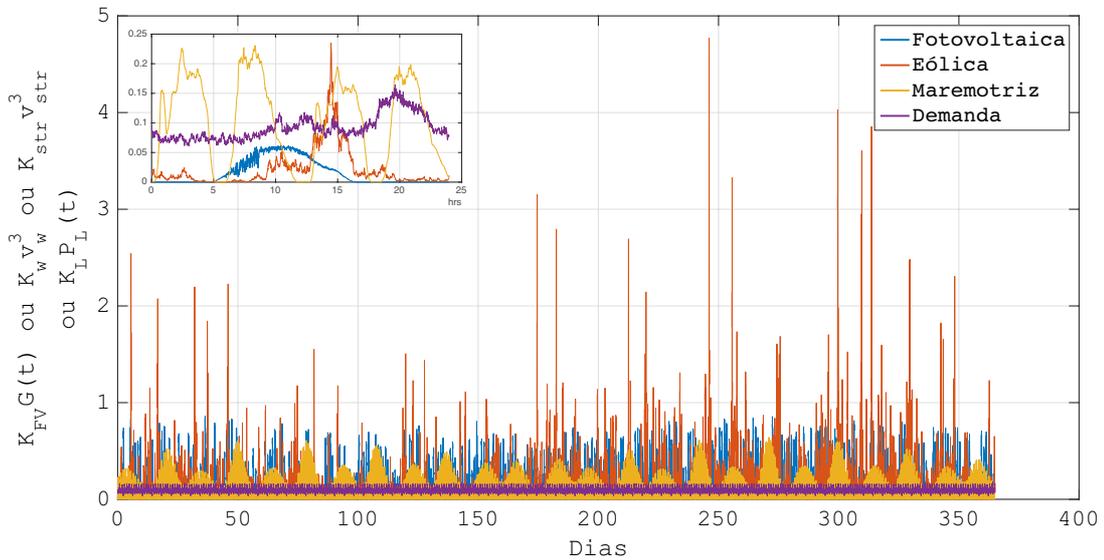
$$K_L \int_0^T P_L(t) = 800kWh \tag{5.15}$$

resolvendo a Equação 5.15 para K_L :

$$K_L = 0,0219$$

Na Figura 5.8 é mostrada a curva de demanda normalizada em 800 kW, em comparação as curvas das fontes de geração normalizadas em 1000 kW.

Figura 5.8 – Curva de demanda normalizada em 800 kW, em comparação as curvas das fontes de geração normalizadas em 1000 kW



A partir das curvas de geração e de demanda normalizadas ilustradas na Figura 5.8, foi calculada a taxa de flutuação relativa (5.14) para diferentes fontes e combinações. A utilização das curvas normalizadas para o cálculo da taxa de flutuação relativa é importante para manter a equiparação deste índice com os valores do coeficiente de variação calculados anteriormente e apresentados na Tabela 5.3.

A taxa de flutuação relativa para diferentes fontes e combinações são apresentadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Taxa de flutuação relativa para diferentes fontes e combinações entre fontes.

Fontes	Taxa de Flutuação Relativa
Fotovoltaica	1,99
Eólica	2,03
Maremotriz	1,27
Fotovoltaica + Eólica	1,54
Fotovoltaica + Maremotriz	1,23
Eólica + Maremotriz	1,22
Fotovoltaica + Eólica + Maremotriz	1,14

5.4 Efeitos da Complementariedade entre Fontes de Geração sobre a Vida Útil dos Sistemas de Armazenamento por Baterias

Na Seção anterior foram apresentadas diferentes metodologias para a avaliação do grau de complementariedade entre diferentes fontes renováveis. Foi constatado que a combinação de diferentes fontes não apenas pode criar um perfil de geração menos variável, mas também pode reduzir o grau de incertezas associadas à geração.

Nesta Seção é feita uma verificação sobre de que forma a complementariedade entre as fontes de geração pode afetar o desempenho operacional do sistema de armazenamento, especialmente a sua vida útil. Para isso, foi utilizado um estudo-de-caso baseado na mesma microrrede utilizada como exemplo de aplicação no Capítulo 4, com a diferença de que novas fontes (eólica e maremotriz) poderão ser adicionadas à matriz de geração da referida microrrede. Os modelos das fontes eólica e maremotriz foram descritos na Seção 5.2. Os modelos de turbinas eólica e maremotriz utilizados neste estudo-de-caso são a Bergey Excel-R (7,5 kW) [116] e a SMART MONOFLOAT (5 kW) [117], respectivamente. Detalhes de ambas as turbinas podem ser encontrados nos Anexos D e E, respectivamente.

Com auxílio da ferramenta computacional desenvolvida neste trabalho (iBASST), foram avaliadas diferentes configurações de sistemas. Considerando que o particionamento da matriz de geração entre as fontes somente pode acontecer de forma *discreta*, os sistemas avaliados foram definidos de tal modo que suas respectivas matrizes de

geração possam refletir *aproximadamente* cada uma das possíveis combinações de fontes.

Na Tabela 5.6 são apresentados resultados de natureza energética, vida útil estimada do banco de baterias, uso do gerador à diesel e penetração de fontes renováveis. Além disso, são incluídos novamente os coeficientes de variação e taxas de flutuação relativa anteriormente calculados, para efeito de comparação. É importante destacar que, para o caso em que todas as fontes são igualmente utilizadas para compor a matriz de geração, o dimensionamento mínimo necessário para garantir a igualdade de geração entre as fontes seria muito elevado para a demanda da microrrede. Por essa razão, a curva de demanda foi corrigida por um fator multiplicador de modo que a relação entre a geração total e a demanda consumida seja a mesma que os demais casos avaliados.

Nota-se na Figura 5.9 que o coeficiente de variação e a taxa de flutuação relativa apresentam comportamentos similares, indicando que de fato ambos os indicadores podem refletir de forma adequada a complementariedade entre as fontes de geração. Por outro lado, ambos os indicadores apresentam uma *correlação negativa* à variação da vida útil das baterias. De maneira mais específica, o coeficiente de variação apresenta uma correlação de -0,9258 em relação ao comportamento da vida útil das baterias; enquanto que a taxa de flutuação relativa apresenta uma correlação de -0,9151.

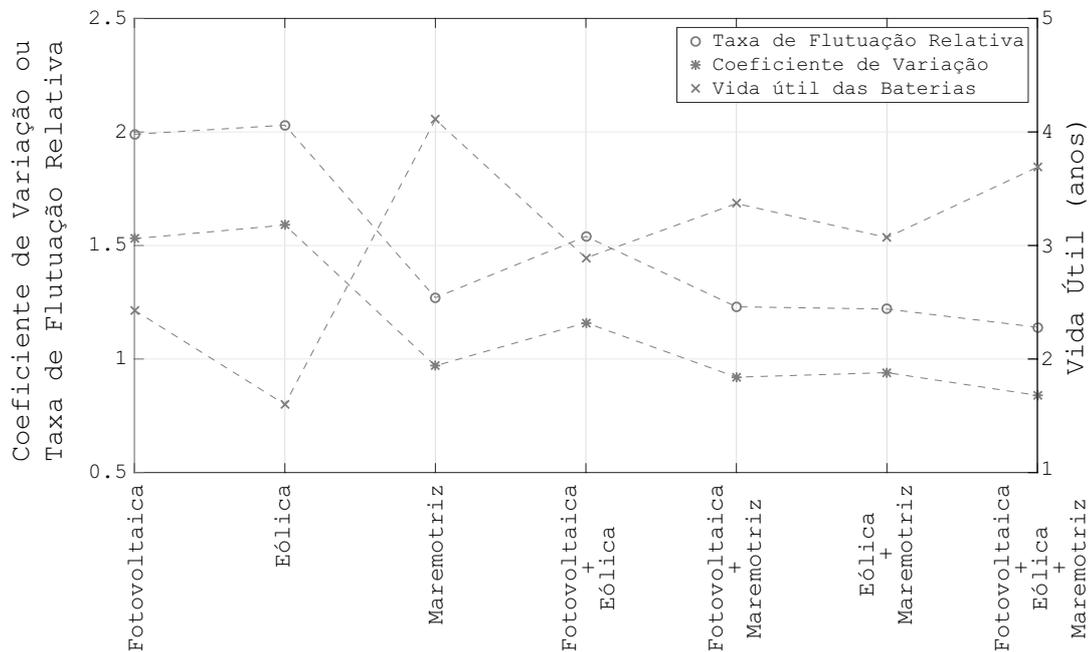
Além da vida útil das baterias, o grau de complementariedade das fontes tende a exercer um efeito direto sobre o uso do gerador à diesel (consumo e horas de operação) e sobre o grau de penetração das fontes renováveis. A correlação do coeficiente de variação com o consumo de diesel, horas de operação do gerador à diesel e penetração das fontes renováveis são 0,7873, 0,7718 e -0,7406, respectivamente. Estes índices indicam que há uma forte relação *direta* entre o grau de variabilidade da fonte equivalente com as horas de operação e consumo do gerador à diesel. Além disso, indicam que há uma forte relação *inversa* entre o grau de variabilidade da fonte equivalente e a penetração da respectiva fonte. Isso confirma a suposição inicial de que a complementariedade entre fontes pode de fato promover um uso mais eficiente das fontes de geração.

Tabela 5.6 – Detalhamento energético, coeficiente de variação, taxa de flutuação relativa e vida útil das baterias para um microrrede com diferentes fontes de geração predominantes.

Fontes Predominantes	Capacidade do Sistema FV (kWp)	Quantidade de Turbinas Eólicas	Quantidade de Turbinas Maremotrizes	Energia Fotovoltaica Gerada (kWh/a)	Energia Eólica Gerada (kWh/a)	Energia Maremotriz Gerada (kWh/a)	Energia Total Gerada (kWh/a)	Demanda (kWh/a)	Coeficiente de Variação	Taxa de Flutuação Relativa	Vida Útil das Baterias	Cosumo de Diesel (L/a)	Horas de Operação do Gerador (h)	Penetração das Fontes Renováveis ² (%)
Fotovoltaica	31,00	0	0	46544,19	0	0	46544,19	36572,93	1,53	1,99	2,43	3578,22	822,9	80,81
Eólica	0,68	2	0	1020,97	45529,26	0	46550,23	36572,93	1,59	2,03	1,60	3822,55	888,5	81,35
Maremotriz	2,30	0	7	3453,28	0	43065,56	46518,84	36572,93	0,97	1,27	3,68	3528,47	819,07	81,80
Fotovoltaica + Eólica	15,84	1	0	23782,58	22696,52	0	46479,10	36572,93	1,16	1,54	2,89	2387,96	509,55	86,2
Fotovoltaica + Maremotriz	14,60	0	4	21920,81	0	46529,7	56529,7	36572,93	0,92	1,23	3,37	2089,02	348,13	85,25
Eólica + Maremotriz	3,54	1	3	5315,05	22696,52	18456,56	46468,24	36572,93	0,94	1,22	3,07	1726,21	282,65	88,31
Fotovoltaica + Eólica + Maremotriz	15,84	1	3	23782,58	22696,52	18456,56	64935,77	51085,13	0,84	1,14	3,69	1795,77	379,80	90,44

² A penetração das fontes renováveis é definida como sendo a parcela da demanda que é atendida pelas fontes renováveis.

Figura 5.9 – Visualização gráfica do coeficiente de variação, da taxa de flutuação relativa e da vida útil das baterias para cada um dos casos avaliados.



5.5 Considerações e Análises dos Resultados

Diversas abordagens têm sido utilizadas como forma de mensurar quantitativamente o grau de complementariedade entre diferentes fontes de geração. Estas abordagens geralmente são empregadas como forma de se avaliar a interação entre fontes renováveis e a rede convencional. Embora estas abordagens possam dizer muito a respeito da complementariedade entre fontes de geração, muito pouco se conhece acerca dos seus efeitos sobre microrredes isoladas, principalmente quando se considera uma análise mais detalhada do sistema de armazenamento.

Embora os efeitos da complementariedade entre fontes de geração possa ser refletido em outros aspectos de uma microrrede isolada, este trabalho fez uma investigação com foco no sistema de armazenamento e no uso eficiente das fontes de geração.

Neste trabalho não apenas foi proposta uma forma conveniente de avaliar a complementariedade entre fontes, mas juntamente com outras formas já disponíveis na literatura, demonstrou de que maneira estes indicadores de complementariedade podem também ser utilizados como indicadores quanto à melhor configuração da matriz energética de uma microrrede isolada.

Os diferentes casos avaliados indicaram o grau de complementariedade entre fontes se traduz em ganhos em diversos aspectos técnico-econômicos da microrrede isolada. Isso demonstra que a avaliação sobre a variabilidade da matriz de geração da

microrrede já pode servir como indicador preliminar do desempenho operacional das microrredes isoladas.

A avaliação do coeficiente de variação pode ser um bom indicador inicial sobre a melhor composição da matriz de geração de uma microrrede, uma vez que necessita apenas de informações sobre as fontes primárias. Além disso, esta se mostrou bastante coerente, quando comparada com outros indicadores, à exemplo da taxa de flutuação relativa.

Outra constatação bastante pertinente diz respeito à utilização da geração hidrocinética maremotriz em microrredes isoladas. Foi constatado que o uso desta fonte de geração, tanto sozinha quanto combinada à outras fontes, tende a ser bastante benéfica à operação do sistema. Tais benefícios são decorrentes do fato de que as correntes de marés variam de forma muito mais suave do que as demais fontes, principalmente eólica, o que torna a operação do sistema de armazenamento muito menos severo.

CONCLUSÕES

O desenvolvimento das microrredes foi impulsionado pela necessidade de suprir aos consumidores com eletricidade de forma mais estável e confiável. Este desenvolvimento demandou o desenvolvimento de tecnologias capazes de integrar localmente diferentes recursos energéticos a um conjunto de cargas de forma coordenada e eficiente.

Por outro lado, os benefícios decorrentes tanto da inclusão de microrredes em sistemas elétricos convencionais quanto do seu uso para fornecimento de eletricidade em comunidades isoladas também potencializaram a necessidade de investigar problemas relacionados ao uso eficiente e racional de cada um dos componentes da microrrede. Este aspecto é fundamental, uma vez que este pode representar a fronteira entre a viabilidade econômica, ou não, do sistema.

A natureza estocástica das fontes renováveis tende a impor um regime operacional bastante severo às baterias. Considerando que os custos de um banco de baterias representam uma das maiores parcelas sobre o custo total do sistema, estratégias de operação que preserve a vida útil das baterias, ao mesmo tempo que mantenham o fornecimento adequado de energia, são mandatórias.

Diversos estudos já foram realizados no sentido de otimizar a operação de uma microrrede, tendo em vista a obtenção de benefícios econômicos – redução do custo da eletricidade e redução do custo de manutenção, por exemplo. No entanto, as baterias de chumbo-ácido possuem um conjunto muito complexo de relações entre fatores de estresse e processos de envelhecimento, de modo que os modelos matemáticos geralmente incorporados a estas ferramentas tornam estas relações demasiadamente simplificadas. Isso normalmente leva a previsões bastante otimistas quanto à vida útil das baterias, de modo que as análises econômicas de todo o sistema não serão realistas.

Além das dificuldades quanto à modelagem do envelhecimento das baterias, é importante considerar que em uma microrrede isolada as baterias são solicitadas para diferentes funções e, conseqüentemente, estas irão operar sob regimes diferentes de carga e descarga. Esta situação torna ainda mais complexo o gerenciamento do banco de baterias, uma vez que um único banco deverá ser condicionado a operar sob diferentes regimes.

Diante destes problemas, a presente trabalho apresentou uma alternativa quanto à arquitetura do sistema de armazenando de uma microrrede isolada. Esta alternativa consiste no particionamento do banco de baterias de tal forma que cada um dos subsistemas seja dimensionado e operado de acordo com a tarefa que lhe foi especificada. Além disso, um modelo matemático mais acurado das baterias foi utilizado a fim de tornar mais realistas os resultados obtidos.

Os benefícios desta nova arquitetura foram constatados em um estudo de caso baseado em uma microrrede real, onde não apenas a vida útil geral do sistema de armazenamento foi preservada, como também houve reflexos significativos em termo de custos da microrrede.

Embora o estudo-de-caso apresentado tenha demonstrado ganhos financeiros significativos quanto ao uso do SDAB, é importante destacar que a *dimensão* destes ganhos é específico para cada caso, uma vez que os custos de instalação de cada componente do sistema e a taxa de juros adotada para as análises econômicas variam de um lugar para outro. No entanto, via de regra, as experiências práticas reportadas em vários locais do mundo indicam que os custos associados ao sistema de armazenamento tendem a ser a maior parcela da composição de custos do sistema. Desta forma, é possível afirmar seguramente que a utilização da estratégia proposta neste trabalho contribuirá fortemente para a viabilização de projetos de microrredes em diferentes locais.

Foi constatado que não apenas a combinação entre diferentes fontes de geração podem resultar em efeitos significativos sobre o desempenho operacional das microrredes, como também foi constatado que a própria vida útil das baterias está fortemente correlacionada ao grau de variabilidade da geração, de modo que indicadores tais como coeficiente de variação e a taxa de flutuação relativa podem servir de suporte preliminar para a escolha da composição da matriz energética de uma microrrede isolada.

Além disso, foi proposta a investigação e desempenho decorrentes da diversificação da matriz energética da microrrede através da inclusão de fontes hidrocínéticas maremotrizes. Estes benefícios devem ser avaliados especialmente quanto ao uso melhorado do sistema de armazenamento.

Os impactos positivos quanto ao uso da geração maremotriz sobre a vida útil das baterias podem lançar bases para a utilização desta fonte na matriz energética de microrrede isoladas.

De forma consolidada e objetiva, esta Tese apresentou as seguintes contribuições:

- Uma metodologia para otimizar a operação de uma mono-fonte maremotriz;
- Identificação e quantificação dos benefícios da complementariedade entre fontes diversificadas renováveis em microrredes;
- A proposta de uma arquitetura dual de sistema de armazenamento, que se mostrou eficiente quanto à preservação do banco de baterias como um todo;
- A integração de várias fontes e o sistema dual de armazenamento proposto contribui para a qualidade de serviço provido na microrrede, reduz custos de investimentos e de operação e por fim, contribui para a disseminação deste tipo de soluções energéticas para sistemas isolados.

Considera-se que a pesquisa proposta neste trabalho apresenta um significativo espaço de oportunidades de inovação e de contribuição para o estado da arte da operação de microrredes, assim como tem potencial de gerar desdobramentos que podem ser estendidos para a operação “*on-grid*” das referidas redes.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

As constatações observadas nesta Tese trouxeram à tona outros aspectos relevantes que merecem ser investigados em trabalhos futuros:

- **Modelagem da capacidade e da vida útil de sistemas de armazenamento por baterias através de redes neurais artificiais** - o método de *Schiffer* é baseado em um conjunto de equações empíricas que representam os processos eletroquímicos das baterias. Isso torna o método restrito a uma região de operação próxima à aquela em que foi desenvolvido. Embora o método tenha sido desenvolvido com um foco em operações com fontes renováveis, a utilização de redes neurais artificiais, em detrimento do conjunto de equações originais, pode torná-lo ainda mais robusto e abrangente;
- **Efeitos da equalização periódica das baterias em sistemas com alta participação de fonte maremotriz** - através das análises computacionais realizadas nesta Tese, foi constatado que a fonte maremotriz possui um comportamento tal que

a cada aproximadamente quinze dias (período de meio ciclo lunar) há um incremento significativo da geração durante vários ciclos consecutivos de geração. Um planejamento da rotina de equalização periódica que também envolva esta periodicidade da fonte maremotriz pode trazer benefícios na forma de economia de combustível do gerador à diesel;

- **Efeitos da Complementariedade entre fontes na *redução do banco de baterias*** - nesta Tese foi demonstrado que os efeitos da complementariedade entre as fontes de geração é capaz de preservar a vida útil das baterias. Esta constatação sinaliza para a possibilidade em *reduzir* o tamanho do sistema de armazenamento sem que o sistema como um todo seja comprometido.

REFERÊNCIAS

- 1 SURYANARAYANAN, S.; KYRIAKIDES, E. **Microgrids: An Emerging Technology to Enhance Power System Reliability**. 2012. Disponível em: <<http://smartgrid.ieee.org/newsletters/march-2012/microgrids-an-emerging-technology-to-enhance-power-system-reliability>>.
- 2 POLITYUK, P. **Ukraine sees Russian hand in cyber attacks on power grid**. 2016. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/us-ukraine-cybersecurity-idUSKCN0VL18E>>.
- 3 GUPTA, A.; SAINI, R.; SHARMA, M. Modelling of hybrid energy system—Part II: Combined dispatch strategies and solution algorithm. **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p. 466–473, feb 2011. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148109001839>>.
- 4 SHAAHID, S.; EL-AMIN, I. Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia—A way forward for sustainable development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 3, p. 625–633, apr 2009. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032107001694>>.
- 5 DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. **Renewable Energy**, v. 76, p. 375–380, 2015. ISSN 09601481.
- 6 Yekini Suberu, M.; Wazir Mustafa, M.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 499–514, jul 2014. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114002366>>.
- 7 JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. In: **2012 International Conference on Green and Ubiquitous Technology**. IEEE, 2012. p. 82–85. ISBN 978-1-4577-2171-7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6344195/>>.
- 8 de Souza Ribeiro, L. A.; SAAVEDRA, O. R.; LIMA, S. L. de; MATOS, J. G. de. Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 1, p. 1–11, jan 2010. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5565492>>.
- 9 DUFO-LÓPEZ, R.; LUJANO-ROJAS, J. M.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of standalone photovoltaic systems. **Applied Energy**, v. 115, p. 242–253, 2014. ISSN 03062619.

- 10 HOMER Energy LLC. **HOMER Energy**. 2015. Disponível em: <<http://www.homerenergy.com/>>.
- 11 BARING-GOULD, E. I. **Hybrid2 - The Hybrid System Simulation Model Version 1.0 - User Manual**. 1996. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/21272.pdf>>.
- 12 DUFO-LÓPEZ, R.; AGUSTÍN, J. L. B. **Hybrid-Renewable Optimization by Genetic Algorithms - HOGA**. Disponível em: <<http://hoga-renewable.es.tl/>>.
- 13 PETERSON, B. A. **Techno-economic and life-cycle modeling and analysis of various energy storage technologies coupled with a solar photovoltaic array**. 111 p. Tese (Master Thesis) — Missouri University of Science and Technology, 2014. Disponível em: <http://mst.bepress.com/masters/_the>.
- 14 De Matos, J. G.; RIBEIRO, L. A. D. S.; GOMES, E. D. C. Power control in isolated Microgrids with renewable distributed energy sources and battery banks. **Proceedings of 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2013**, n. October, p. 258–263, 2013. ISSN 1553-572X.
- 15 CURTRIGHT, A. E.; APT, J. The character of power output from utility-scale photovoltaic systems. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, n. 3, p. 241–247, may 2008. ISSN 10627995.
- 16 NEMA, P.; NEMA, R.; RANGNEKAR, S. A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 8, p. 2096–2103, oct 2009. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001755>><<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108001755>>.
- 17 SHUAI, Z.; SUN, Y.; SHEN, Z. J.; TIAN, W.; TU, C.; LI, Y.; YIN, X. Microgrid stability: Classification and a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 167–179, may 2016. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115015841>>.
- 18 ABEDINI, M.; MORADI, M. H.; HOSSEINIAN, S. M. Optimal management of microgrids including renewable energy sources using GPSO-GM algorithm. **Renewable Energy**, v. 90, p. 430–439, may 2016. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116300143>>.
- 19 HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids Architectures and Control**. 1. ed. Noida: IEEE Press, 2014. 317 p. ISBN 978-1-118-72068-4.
- 20 MARNAY, C.; CHATZIVASILEIADIS, S.; JOOS, G. Microgrid Evolution Roadmap. Engineering, Economics, and Experience. In: **International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST15)**. Vienna, Austria: [s.n.], 2015. p. 1–6. Disponível em: <[http://www.mit.edu/~sim\\$chatziva/publications/Marnay_et-al_Vienna_EDST_20150805.pdf](http://www.mit.edu/~sim$chatziva/publications/Marnay_et-al_Vienna_EDST_20150805.pdf)>.
- 21 The Microgrids Group at Berkeley Lab. **Microgrid Definitions**. 2016. Disponível em: <<https://building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions>>.

- 22 BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. Hierarchical Structure of Microgrids Control System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1963–1976, dec 2012. ISSN 1949-3053. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6202752>>.
- 23 Ahmad Khan, A.; NAEEM, M.; IQBAL, M.; QAISAR, S.; ANPALAGAN, A. A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1664–1683, may 2016. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016421>>.
- 24 SCOPUS. **Scopus Document Search**. 2017. Disponível em: <<https://www.scopus.com>>.
- 25 HITTINGER, E.; WILEY, T.; KLUZA, J.; WHITACRE, J. Evaluating the value of batteries in microgrid electricity systems using an improved Energy Systems Model. **Energy Conversion and Management**, v. 89, p. 458–472, jan 2015. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414008929>>.
- 26 LAYADI, T. M.; CHAMPENOIS, G.; MOSTEFAL, M.; ABBES, D. Lifetime estimation tool of lead-acid batteries for hybrid power sources design. **Simulation Modelling Practice and Theory**, v. 54, p. 36–48, may 2015. ISSN 1569190X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1569190X15000362>>.
- 27 DUTT, D. Life cycle analysis and recycling techniques of batteries used in renewable energy applications. **Conference and Exhibition - 2013 International Conference on New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances, Smart-MILE 2013**, 2013.
- 28 SCHIFFER, J.; SAUER, D. U.; BINDNER, H.; CRONIN, T.; LUNDSAGER, P.; KAISER, R. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. **Journal of Power Sources**, v. 168, n. 1, p. 66–78, may 2007. ISSN 03787753. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775306025122>>.
- 29 MATOS, J. de; SILVA, F. e; RIBEIRO, L. Power Control in AC Isolated Microgrids with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 6, p. 1–1, 2014. ISSN 0278-0046. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6948364>>.
- 30 DASGUPTA, S.; SAHOO, S. K.; PANDA, S. K. Single-Phase Inverter Control Techniques for Interfacing Renewable Energy Sources With Microgrid—Part I: Parallel-Connected Inverter Topology With Active and Reactive Power Flow Control Along With Grid Current Shaping. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 717–731, mar 2011. ISSN 0885-8993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=5657265>>.
- 31 ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F.; RODRÍGUEZ, P. Control of Power Converters in AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, nov 2012. ISSN 0885-8993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6200347>>.

- 32 SHAFIEE, Q.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Distributed Secondary Control for Isolated Microgrids—A Novel Approach. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 29, n. 2, p. 1018–1031, feb 2014. ISSN 0885-8993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6507301>>.
- 33 MOHAMMADI, M.; HOSSEINIAN, S.; GHAREHPETIAN, G. Optimization of hybrid solar energy sources/wind turbine systems integrated to utility grids as microgrid (MG) under pool/bilateral/hybrid electricity market using PSO. **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 112–125, jan 2012. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X11003379>>.
- 34 SHI, L.; LUO, Y.; TU, G. Bidding strategy of microgrid with consideration of uncertainty for participating in power market. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 59, p. 1–13, jul 2014. ISSN 01420615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514000465>>.
- 35 SOLANKI, J.; VENKATESAN, N.; SOLANKI, S. K. Market optimization for microgrid with Demand Response model. In: **2011 North American Power Symposium**. IEEE, 2011. p. 1–6. ISBN 978-1-4577-0417-8. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6025176>>.
- 36 KIM, H.; THOTTAN, M. A two-stage market model for microgrid power transactions via aggregators. **Bell Labs Technical Journal**, v. 16, n. 3, p. 101–107, dec 2011. ISSN 10897089. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6770302>>.
- 37 QUIGGIN, D.; CORNELL, S.; TIERNEY, M.; BUSWELL, R. A simulation and optimisation study: Towards a decentralised microgrid, using real world fluctuation data. **Energy**, v. 41, n. 1, p. 549–559, may 2012. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212001016>>.
- 38 MEHLERI, E. D.; SARIMVEIS, H.; MARKATOS, N. C.; PAPAGEORGIOU, L. G. A mathematical programming approach for optimal design of distributed energy systems at the neighbourhood level. **Energy**, v. 44, n. 1, p. 96–104, aug 2012. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421200103X>>.
- 39 JIANG, Q.; XUE, M.; GENG, G. Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3380–3389, aug 2013. ISSN 0885-8950. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6472268>>.
- 40 MAZZOLA, S.; ASTOLFI, M.; MACCHI, E. A detailed model for the optimal management of a multigood microgrid. **Applied Energy**, v. 154, p. 862–873, sep 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915007114>>.
- 41 SILVENTE, J.; KOPANOS, G. M.; PISTIKOPOULOS, E. N.; ESPUÑA, A. A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids. **Applied Energy**, v. 155, p. 485–501, oct 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915007230>>.

- 42 KAM, M. van der; SARK, W. van. Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study. **Applied Energy**, v. 152, p. 20–30, aug 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915005553>>.
- 43 ASIMAKOPOULOU, G. E.; DIMEAS, A. L.; HATZIARGYRIOU, N. D. Leader-Follower Strategies for Energy Management of Multi-Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 4, n. 4, p. 1909–1916, dec 2013. ISSN 1949-3053. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6519333>>.
- 44 ENOKIDO, T.; TAKIZAWA, M. An Integrated Power Consumption Model for Distributed Systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 2, p. 824–836, feb 2013. ISSN 0278-0046. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6249745>>.
- 45 ORNELAS-TELLEZ, F.; Jesus Rico-Melgoza, J. Optimal tracking control for energy management systems in microgrids. In: **2013 IEEE 56th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS)**. IEEE, 2013. p. 489–492. ISBN 978-1-4799-0066-4. ISSN 1548-3746. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6674692>>.
- 46 KHORRAMDEL, B.; RAOOFAT, M. Optimal stochastic reactive power scheduling in a microgrid considering voltage droop scheme of DGs and uncertainty of wind farms. **Energy**, v. 45, n. 1, p. 994–1006, sep 2012. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212005026>>.
- 47 ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S.; SIANO, P. Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 63, p. 523–533, dec 2014. ISSN 01420615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151400386X>>.
- 48 GIACOMONI, A. M.; GOLDSMITH, S. Y.; AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Analysis, modeling, and simulation of autonomous microgrids with a high penetration of renewables. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2012. p. 1–6. ISBN 978-1-4673-2729-9. ISSN 1944-9925. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6343942>>.
- 49 LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; KHAMBADKONE, A. M.; Sundar Raj, T. Optimal sizing of Distributed Energy Resources for integrated microgrids using Evolutionary Strategy. In: **2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation**. IEEE, 2012. p. 1–8. ISBN 978-1-4673-1509-8. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6256143>>.
- 50 BORHANAZAD, H.; MEKHILEF, S.; Gounder Ganapathy, V.; MODIRI-DELSHAD, M.; MIRTAHERI, A. Optimization of micro-grid system using MOPSO. **Renewable Energy**, v. 71, p. 295–306, nov 2014. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114002572>>.
- 51 MANSHADI, S. D.; KHODAYAR, M. E. Resilient Operation of Multiple Energy Carrier Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 6, n. 5, p. 2283–2292, sep 2015. ISSN 1949-3053. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=7047919>>.

- 52 ZHAO, B.; ZHANG, X.; CHEN, J.; WANG, C.; GUO, L. Operation Optimization of Standalone Microgrids Considering Lifetime Characteristics of Battery Energy Storage System. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 4, n. 4, p. 934–943, oct 2013. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6510510>>.
- 53 GARCIA, F.; BORDONS, C. Optimal economic dispatch for renewable energy microgrids with hybrid storage using Model Predictive Control. In: **IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. IEEE, 2013. p. 7932–7937. ISBN 978-1-4799-0224-8. ISSN 1553-572X. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6700458>>.
- 54 Gamez Urias, M. E.; SANCHEZ, E. N.; RICALDE, L. J. Electrical Microgrid Optimization via a New Recurrent Neural Network. **IEEE Systems Journal**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 945–953, sep 2015. ISSN 1932-8184. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6767098>>.
- 55 Sahraei Manjili, Y.; RAJAEI, A.; JAMSHIDI, M.; KELLEY, B. T. Intelligent decision making for energy management in microgrids with air pollution reduction policy. In: **2012 7th International Conference on System of Systems Engineering (SoSE)**. IEEE, 2012. p. 13–18. ISBN 978-1-4673-2975-0. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6384132>>.
- 56 ADIKA, C. O.; WANG, L. Autonomous Appliance Scheduling for Household Energy Management. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 5, n. 2, p. 673–682, mar 2014. ISSN 1949-3053. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6576287>>.
- 57 HOOSHMAND, A.; ASGHARI, B.; SHARMA, R. A novel cost-aware multi-objective energy management method for microgrids. In: **2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. IEEE, 2013. p. 1–6. ISBN 978-1-4673-4896-6. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6497882>><http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6497882>>.
- 58 DUAN, L.; ZHANG, R. Dynamic contract to regulate energy management in microgrids. In: **2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)**. IEEE, 2013. p. 660–665. ISBN 978-1-4799-1526-2. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6688034>>.
- 59 MA, K.; HU, G.; SPANOS, C. J. Energy consumption scheduling in smart grid: A non-cooperative game approach. In: **2013 9th Asian Control Conference (ASCC)**. IEEE, 2013. p. 1–6. ISBN 978-1-4673-5769-2. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6606274>>.
- 60 MEHLERI, E.; SARIMVEIS, H.; MARKATOS, N.; PAPAGEORGIU, L. Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to Greek residential sector. **Renewable Energy**, v. 51, p. 331–342, mar 2013. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112005757>>.
- 61 BRACCO, S.; DELFINO, F.; PAMPARARO, F.; ROBBA, M.; ROSSI, M. A mathematical model for the optimal operation of the University of Genoa Smart Polygeneration

Microgrid: Evaluation of technical, economic and environmental performance indicators. **Energy**, v. 64, p. 912–922, jan 2014. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213008918>>.

62 ZHAO, B.; SHI, Y.; DONG, X.; LUAN, W.; BORNEMANN, J. Short-Term Operation Scheduling in Renewable-Powered Microgrids: A Duality-Based Approach. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 209–217, jan 2014. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6615946>>.

63 Kumar Nunna, H. S. V. S.; DOOLLA, S. Energy Management in Microgrids Using Demand Response and Distributed Storage—A Multiagent Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 28, n. 2, p. 939–947, apr 2013. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=6461115>>.

64 SOBU, A.; WU, G. Optimal operation planning method for isolated micro grid considering uncertainties of renewable power generations and load demand. In: **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies**. IEEE, 2012. p. 1–6. ISBN 978-1-4673-1220-2. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6303271>>.

65 GARCÍA, P.; TORREGLOSA, J. P.; FERNÁNDEZ, L. M.; JURADO, F.; LANGELLA, R.; TESTA, A. Energy management system based on techno-economic optimization for microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 131, p. 49–59, feb 2016. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615002886>>.

66 HOSSAIN, E.; KABALCI, E.; BAYINDIR, R.; PEREZ, R. Microgrid testbeds around the world: State of art. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 132–153, oct 2014. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414004233>><<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890414004233>>.

67 PLANAS, E.; ANDREU, J.; GÁRATE, J. I.; Martínez de Alegría, I.; IBARRA, E. AC and DC technology in microgrids: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 43, p. 726–749, mar 2015. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114010065>>.

68 KROPOSKI, B.; LASSETER, R.; ISE, T.; MOROZUMI, S.; PAPATHANASSIOU, S.; HATZIARGYRIOU, N. Making microgrids work. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 6, n. 3, p. 40–53, may 2008. ISSN 1540-7977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4505826>>.

69 IRENA. **RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Solar Photovoltaics**. [S.l.], 2012. v. 1, n. 4/5, 52 p.

70 FOSTER, R.; GHASSEMI, M.; COTA, A.; MOORE, J.; NELSON, V. **Introduction to Renewable Energy. Solar Energy: Renewable Energy and the Environment**. 1. ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2011. v. 53. 376 p. ISSN 1098-6596. ISBN 9781439891209.

71 GRAHAM, V.; HOLLANDS, K. A method to generate synthetic hourly solar radiation globally. **Solar Energy**, v. 44, n. 6, p. 333–341, 1990. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X90901372>>.

- 72 IRENA. **RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Wind Power**. [S.l.]: IRENA, 2012. v. 1. 64 p. ISBN 9780080983301.
- 73 SUVIRE, G. O. **Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment**. 1. ed. [S.l.]: intech, 2011. 246 p. ISBN 978-953-307-483-2.
- 74 Governo do Estado da Bahia. **Atla Eólico da Bahia - Metodologia**. 2013. Disponível em: <http://www2.secti.ba.gov.br/atlasWEB/metodologia_p2.h>.
- 75 UIHLEIN, A.; MAGAGNA, D. Wave and tidal current energy – A review of the current state of research beyond technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1070–1081, 2016. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1364032115016676>>.
- 76 ZHOU, Z.; BENBOUZID, M.; CHARPENTIER, J.-F.; SCUILLER, F.; TANG, T. Developments in large marine current turbine technologies – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 852–858, 2017. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1364032116311698>>.
- 77 ALVAREZ-SILVA, O.; OSORIO, A.; WINTER, C. Practical global salinity gradient energy potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 1387–1395, 2016. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1364032116002562>>.
- 78 VANZWIETEN, J. H.; RAUCHENSTEIN, L. T.; LEE, L. An assessment of Florida's ocean thermal energy conversion (OTEC) resource. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 683–691, 2017. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1364032116308395>>.
- 79 CLARK, R. H. **Elements of Tidal-Electric Engineering**. 1. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2007. 296 p. ISBN 978-0470107096.
- 80 VA Tech Hydro. **Compact Kaplan - A compact Turbine System for Low Head Applications**. [S.l.]. 4 p. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/62960021/713-Compact-Kaplan-e>>.
- 81 FARRET, F. a.; SIMÕES, M. G. **Integration of Alternative Sources of Energy**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2005. 471 p. ISBN 9780471755623. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.webfeat.lib.ed.ac.uk/xpl/bkabstractplus.jsp?bkn=5201919http://doi.wiley.com/10.1002/0471755621>>.
- 82 HOMER Energy. **HOMER® Pro Version 3.7 User Manual**. Boulder: [s.n.], 2016. 416 p. Disponível em: <www.homerenergy.com>.
- 83 RUUD, K.; VIVERO, G. de. **Renewables and Electricity Storage - A technology roadmap for REmap 2030**. [S.l.], 2015. 1–56 p.
- 84 COPETTI, J.; CHENLO, F. Lead/acid batteries for photovoltaic applications. Test results and modeling. **Journal of Power Sources**, v. 47, n. 1-2, p. 109–118, 1994. ISSN 03787753.

- 85 MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. **Solar Energy**, v. 50, n. 5, p. 399–405, 1993. ISSN 0038092X.
- 86 SVOBODA, V.; WENZL, H.; KAISER, R.; JOSSEN, A.; BARING-GOULD, I.; MANWELL, J.; LUNDSAGER, P.; BINDNER, H.; CRONIN, T.; NØRGÅRD, P.; RUDELL, A.; PERUJO, A.; DOUGLAS, K.; RODRIGUES, C.; JOYCE, A.; TSELEPIS, S.; BORG, N. van der; NIEUWENHOUT, F.; WILMOT, N.; MATTERA, F.; SAUER, D. U. Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. **Solar Energy**, v. 81, n. 11, p. 1409–1425, nov 2007. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X07000291><http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X07000291>>.
- 87 LUJANO-ROJAS, J. M.; DUFO-LÓPEZ, R.; ATENCIO-GUERRA, J. L.; RODRIGUES, E. M. G.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; CATALÃO, J. P. S. Operating conditions of lead-acid batteries in the optimization of hybrid energy systems and microgrids. **Applied Energy**, v. 179, p. 590–600, 2016. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191630959X>>.
- 88 ANDERSSON, A. **Battery Lifetime Modelling**. [S.l.], 2006.
- 89 BINDNER, H.; CRONIN, T.; LUNDSAGER, P.; MANWELL, J. F.; ABDULWAHID, U.; BARING-GOULD, I. **Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries**. Roskilde: Ris{ø} National Laboratory, 2005. v. 1515. 1–81 p. ISSN 0106-2840. ISBN 8755034411. Disponível em: <<http://130.226.56.153/rispubl/VEA/veapdf/ris-r-1515.pdf>>.
- 90 SAUER, D. U.; WENZL, H. Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example. **Journal of Power Sources**, v. 176, n. 2, p. 534–546, feb 2008. ISSN 03787753. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775307016199>>.
- 91 Stationary Batteries Committee of the IEEE Power and Energy Society. IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Valve-Regulated Lead-Acid (VRLA) Batteries for Stationary Applications Amendment 1: Updated VRLA Maintenance Considerations IEEE Power and Energy Society. v. 2014, 2014.
- 92 LANDER, J. J. Further Studies on the Anodic Corrosion of Lead in H₂SO₄ Solutions. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 103, n. 1, p. 1, 1956. ISSN 00134651. Disponível em: <<http://jes.ecsdl.org/cgi/doi/10.1149/1.2430227>>.
- 93 Sondotécnica Engenharia de Solos. **Exploração da Energia Maremotriz na Costa do Maranhão, Pará e Amapá. Inventário Preliminar**. Rio de Janeiro, 1981.
- 94 Google Inc. **Google Maps**. 2017. Disponível em: <maps.google.com.br>.
- 95 Leite Neto, P. B.; SAAVEDRA, O. R.; Souza Ribeiro, L. A. Optimization of electricity generation of a tidal power plant with reservoir constraints. **Renewable Energy**, v. 81, p. 11–20, sep 2015. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115001937><http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148115001937>>.
- 96 FERREIRA, R. M.; ESTEFEN, S. F. Alternative concept for tidal power plant with reservoir restrictions. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 34, n. 4, p. 1151–1157,

2009. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148108003121>>.
- 97 Diretoria de Hidrografia e Navegação - Centro Hidrográfico da Marinha do Brasil. Tábua de Marés - Terminal Marítimo da Ponta da Madeira. 2012. Disponível em: <<http://www.mar.mil.br/dhn/chm/box-previsao-mare/tabuas/>>.
- 98 BERNSHTEIN, L. B. **Tidal Energy for Electric Power Plants**. 1. ed. [S.l.]: IPST, 1961. 392 p. ISBN 0706503317.
- 99 OKOT, D. K. Review of small hydropower technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 26, p. 515–520, 2013. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032113003092>>.
- 100 AGGIDIS, G.; FEATHER, O. Tidal range turbines and generation on the Solway Firth. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 43, p. 9–17, jul 2012. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148111006471>>.
- 101 LI, Q.; CHOI, S. S.; YUAN, Y.; YAO, D. L. On the Determination of Battery Energy Storage Capacity and Short-Term Power Dispatch of a Wind Farm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, p. 148–158, 2011. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5648364/>>.
- 102 CHONG, L. W.; WONG, Y. W.; RAJKUMAR, R. K.; RAJKUMAR, R. K.; ISA, D. Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 174–189, 2016. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116303872>>.
- 103 KOLLIMALLA, S. K.; MISHRA, M. K.; UKIL, A.; GOOI, H. B. DC Grid Voltage Regulation Using New HESS Control Strategy. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3029, n. c, p. 1, 2016. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7604123/>>.
- 104 CHONG, L. W.; WONG, Y. W.; RAJKUMAR, R. K.; ISA, D. An optimal control strategy for standalone PV system with Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage System. **Journal of Power Sources**, v. 331, p. 553–565, 2016. ISSN 03787753. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S037877531631223X>>.
- 105 BOCKLISCH, T. Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Applications. **Energy Procedia**, v. 73, p. 103–111, jun 2015. ISSN 18766102. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610215013508>>.
- 106 XIAO, J.; WANG, P.; SETYAWAN, L. Hierarchical Control of Hybrid Energy Storage System in DC Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 8, p. 4915–4924, 2015. ISSN 0278-0046. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7031908><http://ieeexplore.ieee.org/document/7031908/>>.
- 107 MAHLIA, T. M. I.; SAKTISAHDAN, T. J.; JANNIFAR, A.; HASAN, M. H.; MATSEELAR, H. S. C. A review of available methods and development on energy storage; technology update. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p.

532–545, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000902>>.

108 VIJAYAKUMAR, R.; MOHANDASS, M. P.; RAJASINDHU, D.; SREEJA, S. A. Standalone Operation of PMSG based Wind Turbine Generating Systems with Energy. **International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering**, n. 1, p. 277–285, 2014. Disponível em: <https://www.ijareeie.com/upload/2014/icetes/36_%20VIJAYA%20KUMAR.pdf>.

109 BELUCO, A.; SOUZA, P. K. de; KRENZINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. **Renewable Energy**, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, oct 2008. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0960148108000116><http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148108000116>>.

110 MONFORTI, F.; HULD, T.; BÓDIS, K.; VITALI, L.; D'ISIDORO, M.; LACAL-ARÁNTGUI, R. Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach. **Renewable Energy**, v. 63, p. 576–586, mar 2014. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0960148113005594><http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148113005594>>.

111 HOICKA, C. E.; ROWLANDS, I. H. Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 97–107, jan 2011. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez14.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0960148110002600><http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148110002600>>.

112 Bezerra Leite Neto, P.; Ronald Saavedra, O.; CAMELO, N. J.; de Souza Ribeiro, L. A.; FERREIRA, R. M. Exploração de energia maremotriz para geração de eletricidade: aspectos básicos e principais tendências. **Ingeniare. Revista chilena de ingeniería**, v. 19, n. 2, p. 219–232, aug 2011. ISSN 07183291. Disponível em: <http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052011000200007&lng=en&nrm>.

113 Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio. **Potencial Eólico - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php/#d>>.

114 Diretoria de Hidrografia e Navegação - Centro Hidrográfico da Marinha do Brasil. **Cartas de Correntes de Maré - Proximidades da Baía de São Marcos e Portos de São Luís e Itaqui**. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <<https://www.mar.mil.br/dhn/chm/box-publicacoes/publicacoes/ccm/CCM-Baia-Sao-Marcos.pdf>>.

115 Lin Xu; Xinbo Ruan; Chengxiong Mao; Buhan Zhang; Yi Luo. An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 3, p. 774–785, jul 2013. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6485020/>>.

116 Bergey Win Power. **Off-Grid Reliability - 7.5 kW Bergey Excel-R**. 2017. Disponível em: <<http://bergey.com/products/wind-turbines/excel-7-5kw-wind-turbine>>.

117 Smart Hydro Power. **SMART TURBINES - SMART MONOFLOAT**. 2017. Disponível em: <<http://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/hydrokinetic-turbines-river-canal/#monofl>>.

Apêndices



IMPROVED BATTERY ENERGY STORAGE SIMULATION TOOL (iBASST)

A análise do desempenho do sistema dual de armazenamento por baterias requer o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que seja capaz de incorporar um modelo mais detalhado dos processos de envelhecimento das baterias, além de incorporar a topologia e as diretrizes básicas de operação tanto de um sistema tradicional quanto do sistema dual de armazenamento por baterias. Para tanto, foi desenvolvido na plataforma *MatLab* a *Ferramenta para Simulação de Sistemas Melhorados de Armazenamento por Baterias (Improved Battery Energy Storage Simulation Tool - iBASST)*.

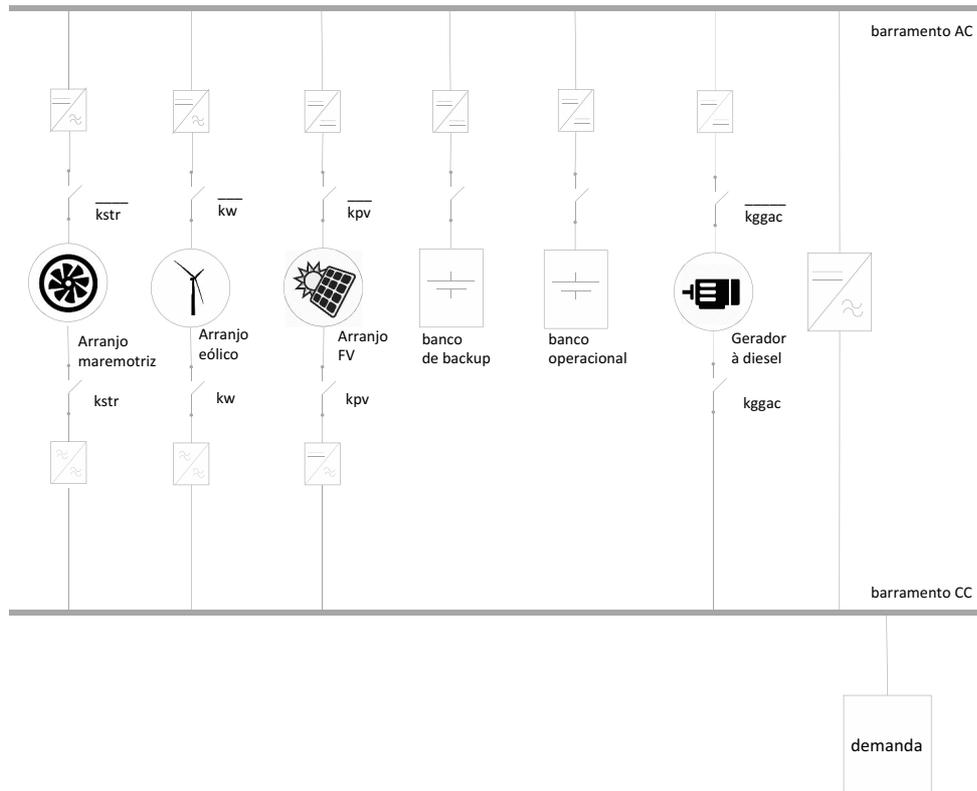
Na Figura A.1 é apresentada a arquitetura virtual geral interna do *iBASST*.

A partir da arquitetura apresentada na Figura A.1 é feita uma descrição mais detalhada do *iBASST*:

- As fontes renováveis disponíveis são a eólica, fotovoltaica e correntes de marés;
- A arquitetura do *iBASST* possui suporte para a operação tanto de sistemas de armazenamento tradicionais quanto do sistema dual de armazenamento;
- Cada uma das fontes geradoras – isso inclui o gerador diesel – pode ser conectada ao barramento CC *ou* ao barramento AC, através do acionamento de chaves (variáveis binárias);

A partir da arquitetura representada na Figura A.1, a potência gerada disponí-

Figura A.1 – Arquitetura virtual geral interna do iBASST.



vel em cada um dos barramentos é calculada através das Equações A.1 e A.2.

$$PloadAC(t) = WinOUT(t) \times Kw \times \eta_{c_w} + PVOUT(t) \times Kpv \times \eta_{c_PV} + GenOUT(t) \times GenOnOff(t) \times Kggac \quad (A.1)$$

$$PloadCC(t) = WinOUT(t) \times (1 - Kw) \times \eta_{c_PV} + PVOUT(t) \times (1 - Kpv) \times \eta_{c_w} + GenOUT(t) \times GenOnOff(t) \times (1 - Kggac) \times \eta_{c_GG} \quad (A.2)$$

onde:

- $PloadAC$: potência disponível no barramento AC;
- $WinOUT$: potência fornecida pelo arranjo eólico;
- Kw : variável binária que indica o ponto de conexão do arranjo eólico ao sistema (valor 1, caso barramento AC ou valor 0, caso barramento CC);
- η_{c_w} : eficiência do conversor eletrônico do arranjo eólico;
- $PVOUT$: potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico;

- Kpv : variável binária que indica o ponto de conexão do arranjo fotovoltaico ao sistema (valor 1, caso barramento AC ou valor 0, caso barramento CC);
- η_{c_PV} : eficiência do conversor eletrônico do arranjo fotovoltaico;
- $GenOUT$: potência fornecida pelo gerador à diesel;
- $GenOnOff$: variável binária que indica o estado de operação do gerador (valor 1, caso ligado ou valor 0, caso desligado);
- $Kggac$: variável binária que indica o ponto de conexão do grupo gerador ao sistema (valor 1, caso barramento AC ou valor 0, caso barramento CC);
- $PloadCC$: potência disponível no barramento CC;
- η_{c_GG} : eficiência do conversor eletrônico usado na conexão do gerador ao barramento CC;

As potências *líquidas* em cada um dos barramentos, ou seja, a potência injetada (incluindo baterias) menos a potência consumida (inclui demanda e baterias) são calculadas a partir das A.3 e A.4.

$$ACNet(t) = PloadAC(t) - LoadData(t) \quad (A.3)$$

$$CCNet(t) = PloadCC(t) - Bus2Bat1(t) - Bus2Bat2(t) + Bat12Bus(t) + Bat22Bus(t) \quad (A.4)$$

onde:

- ACNet: potência líquida no barramento AC;
- LoadData: demanda consumida;
- Bus2Bat1: potência injetada no banco de *backup* a partir do barramento CC;
- Bus2Bat2: potência injetada no banco de operacional a partir do barramento CC;
- Bat12Bus: potência entregue ao barramento CC a partir do banco de *backup*;
- Bat22Bus: potência entregue ao barramento CC a partir do banco operacional;

A partir da arquitetura apresentada na Figura A.1 e do conjunto de Equações A.1 a A.4, são tomadas decisões de acordo com as diretrizes apresentadas na Seção 4.2.

Estas decisões são tomadas a partir da condição elementar que compara as potências disponíveis na geração com a demanda:

$$PloadAC(t) + effinv \times PloadCC(t) \geq LoadData(t) \quad (A.5)$$

onde *effinv* é a eficiência do inversor entre os barramentos CC e AC.

A cada passo de simulação (ajustável para período horário ou a cada minuto, de acordo com o formato dos dados de entrada), o algoritmo é inicializado conforme o fluxograma apresentado na Figura A.2. Em seguida, de acordo com as decisões tomadas na inicialização (Equação A.5), o algoritmo percorre uma das quatro sub-rotinas descritas nas Figuras A.3 aA.6 e retorna ao fluxograma inicial para novo passo de simulação. Após cada iteração, todas as decisões de operação devem ter sido escolhidas de acordo com a diretrizes descritas na Seção 4.2, desta forma, todos os indicadores pertinentes tais como: perdas em cada conversor, potência gerada por cada fonte, potência absorvida/injetada por cada banco, degradação do banco de baterias e consumo de combustível são calculados. O processo iterativo ocorre até que todo o intervalo de tempo definido para simulação seja alcançado, ou a vida útil do banco de baterias seja alcançada.

Para efeito de comparação, foram utilizados neste simulador os mesmos dados que foram utilizados no HOMER e que geraram os resultados apresentados na Figura 1.3. Enquanto que os resultados do HOMER indicam uma vida útil do banco de bateria em 5 anos, o simulador desenvolvido estima 1,43 anos para o caso em que não se use nenhuma política de equalização periódica das baterias. Caso seja adotada uma política de equalização a cada 7 dias, a vida útil das baterias é estimada em 3,42 anos. É importante citar que o HOMER não permite a avaliação de política de equalização periódica do banco.

Os principais parâmetros de configuração e de dimensionamento da microrrede são inseridos em interface feita em Excel, conforme mostrada nas Figuras A.7 a A.13. Séries de dados de fontes primárias e demanda são inseridos através de arquivos .txt.

Figura A.2 – Inicialização do algoritmo com tomada de decisões iniciais.

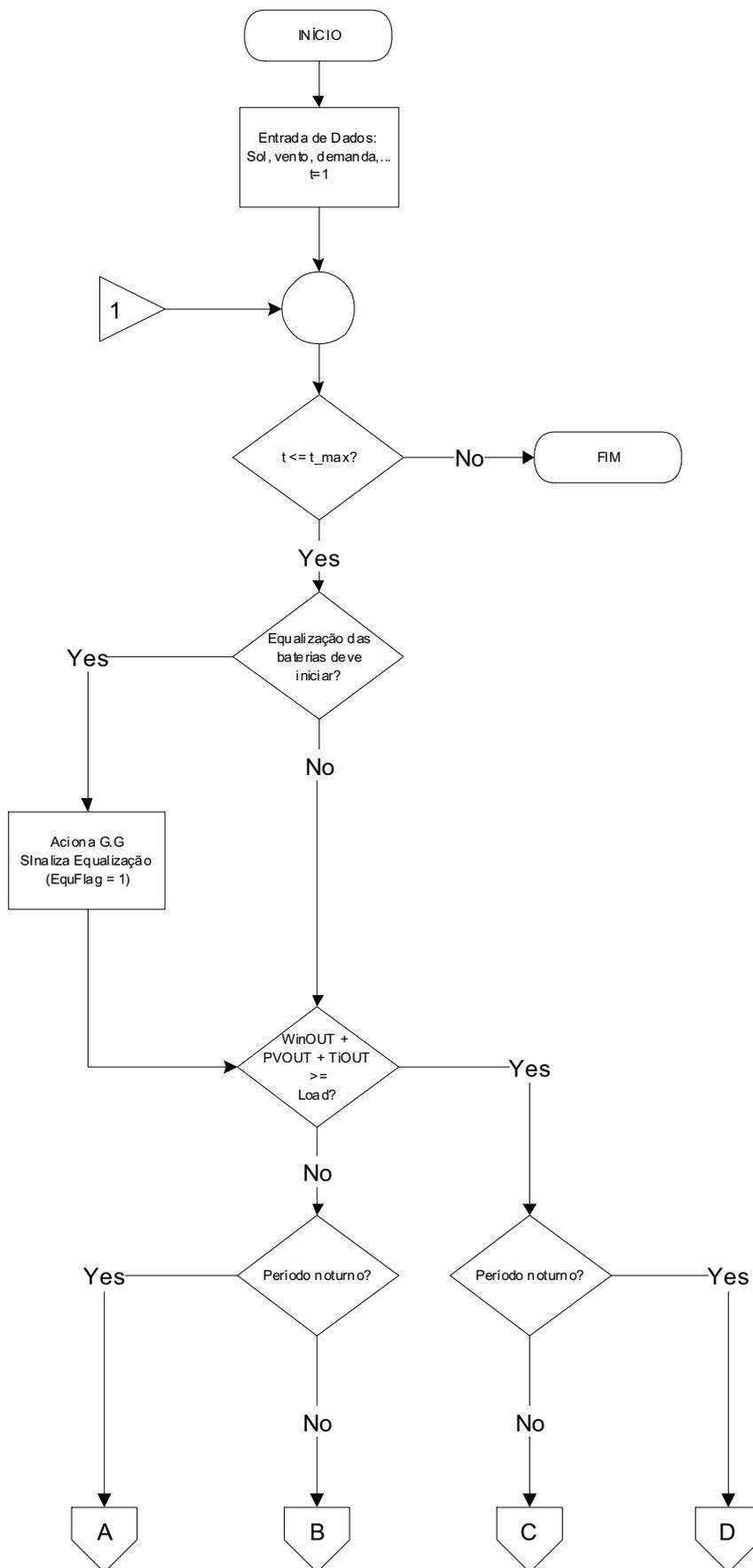


Figura A.3 – Sub-rotina A.

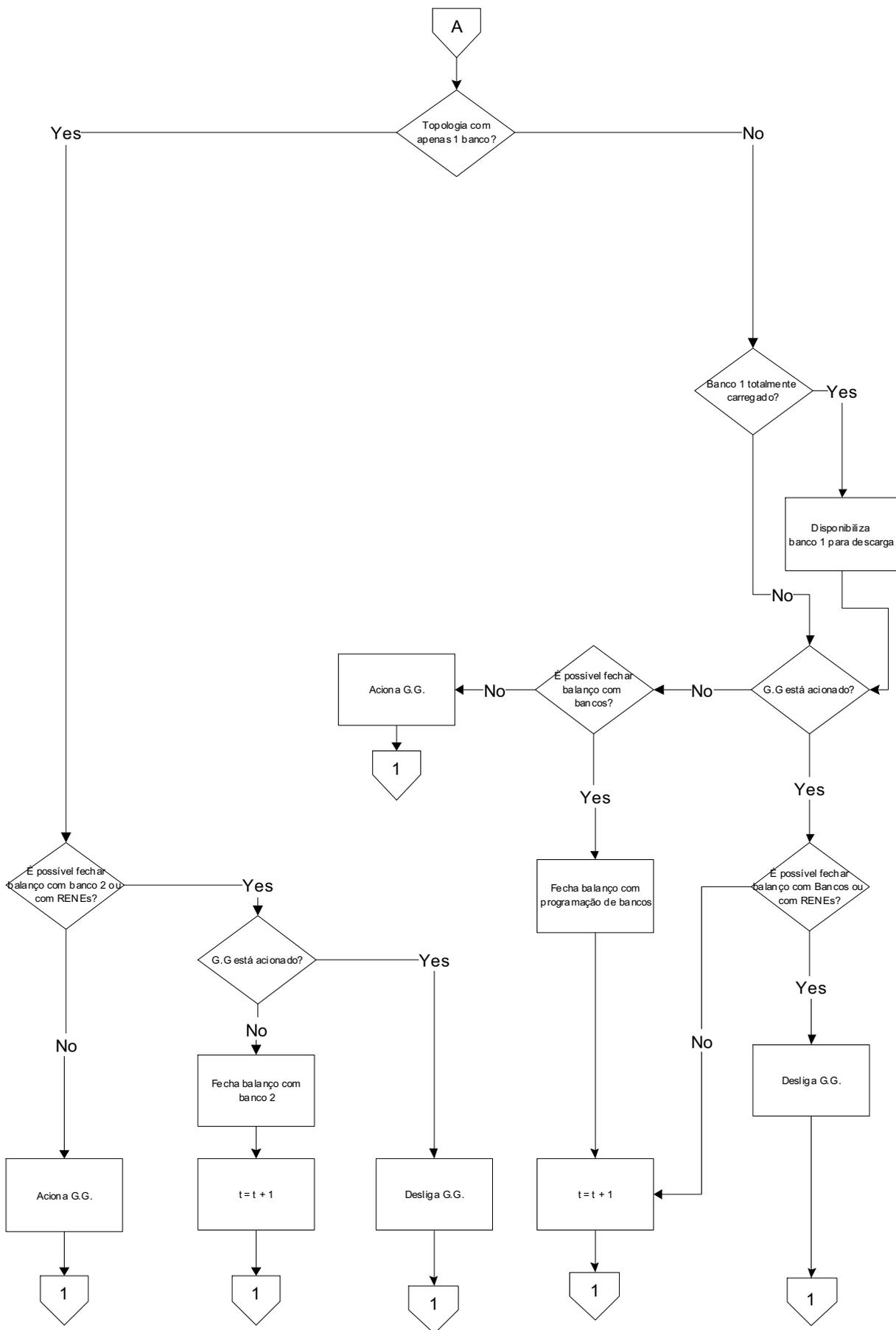


Figura A.4 – Sub-rotina B.

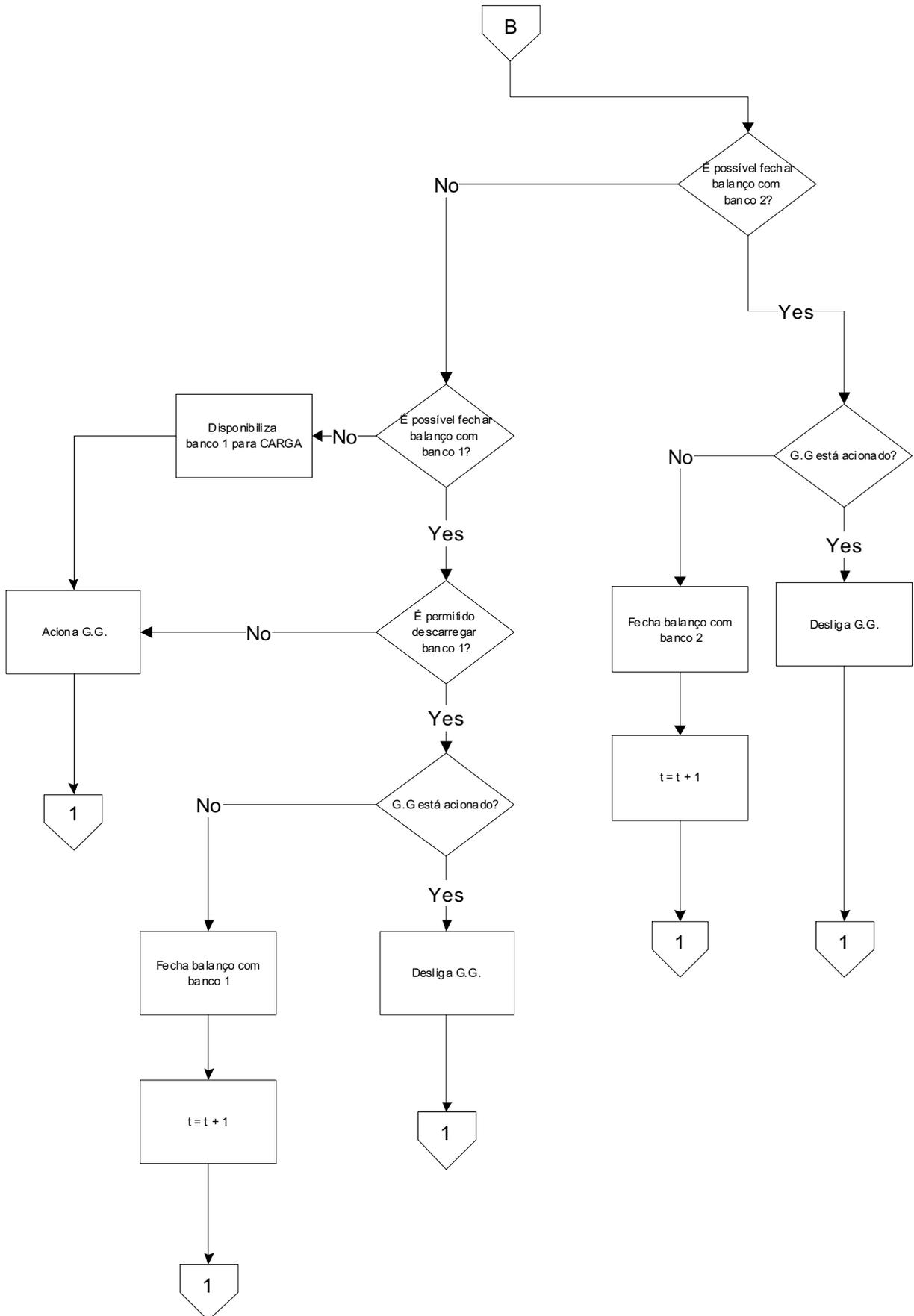


Figura A.5 – Sub-rotina C.

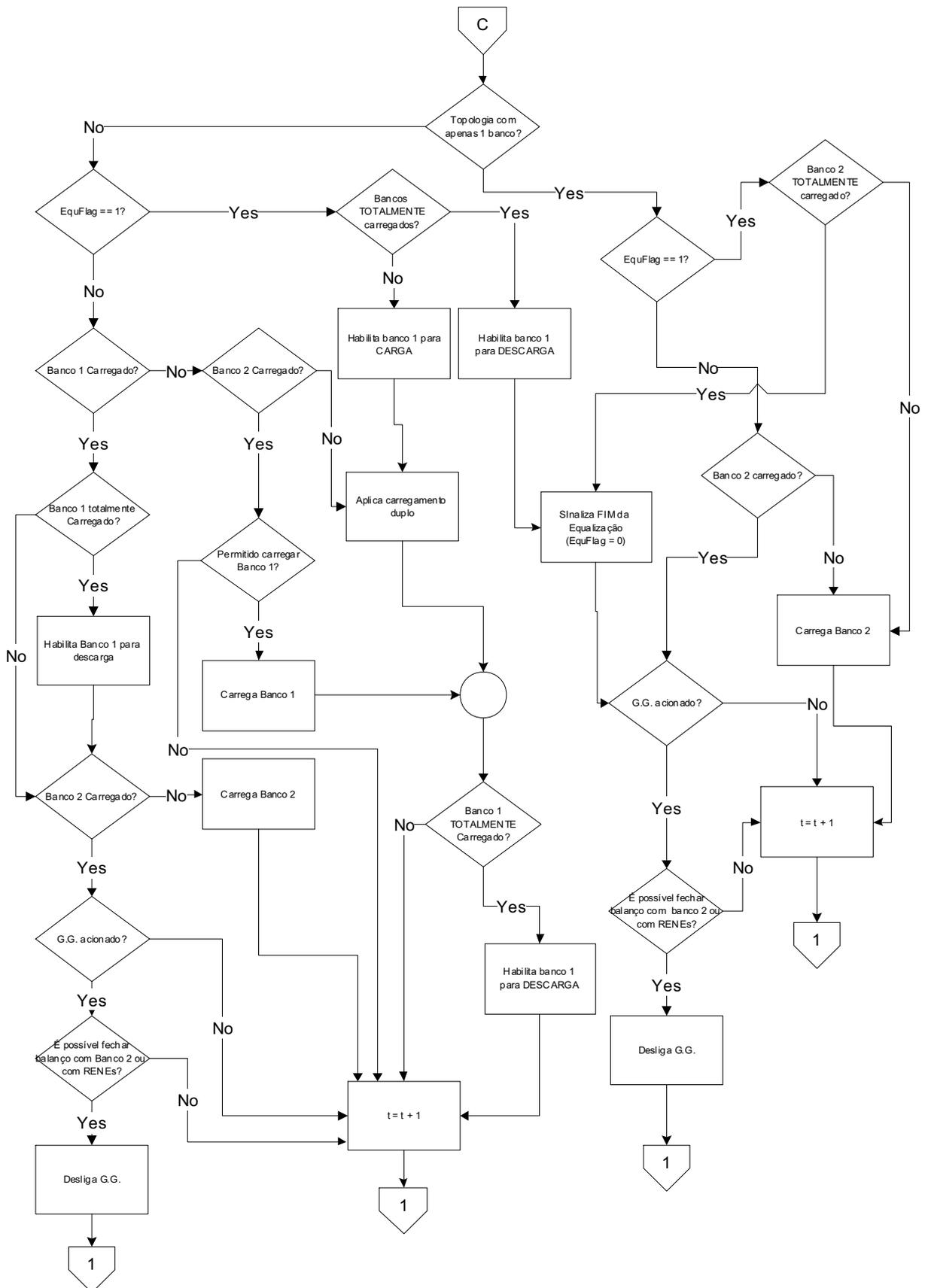


Figura A.6 – Sub-rotina D.

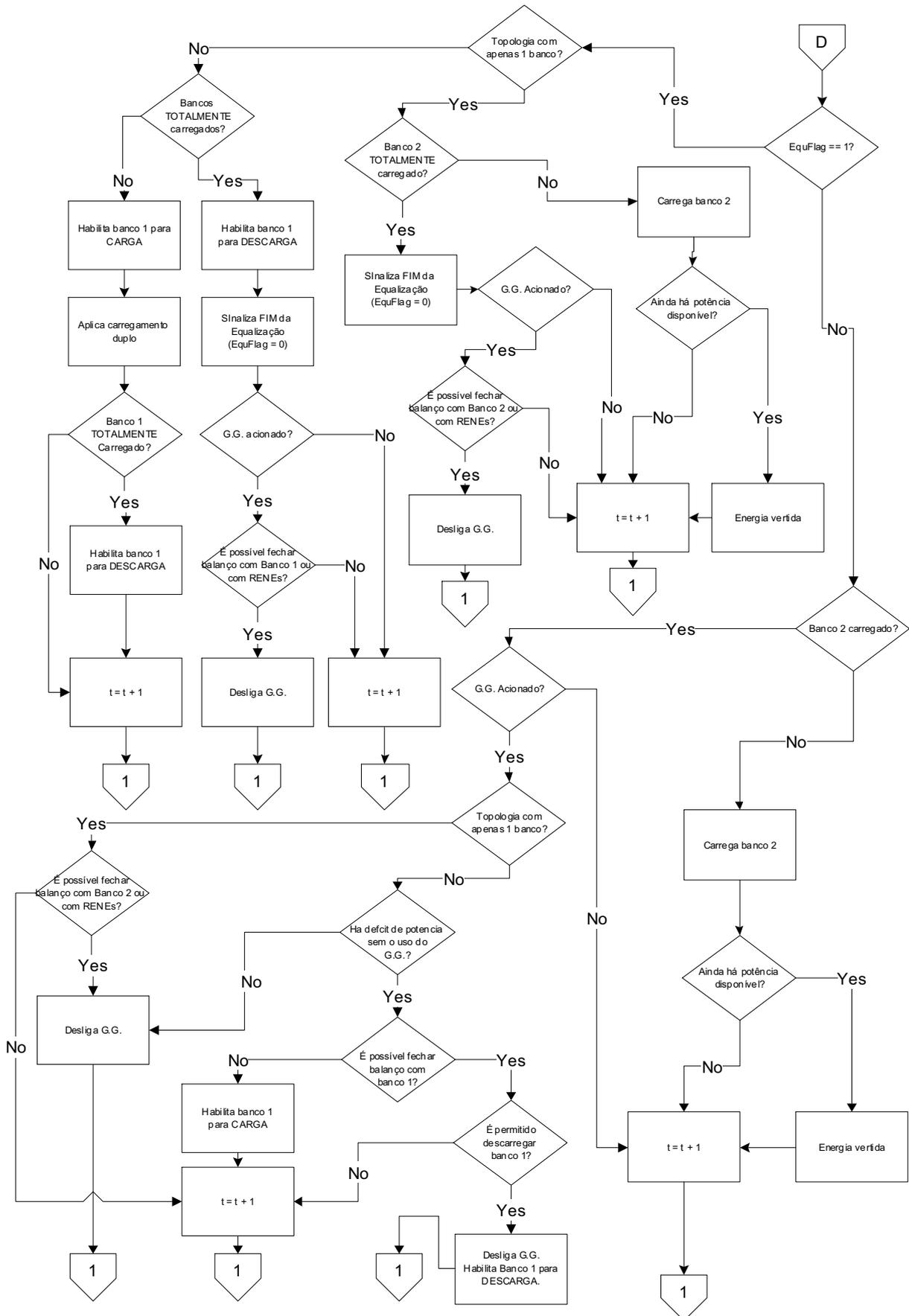


Figura A.7 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração fotovoltaico.

Sistema Fotovoltaico	
Potência nominal do arranjo PV (kW)	0
Ponto de Conexão do Sistema PV	Barramento CC
Eficiência do conversor PV	0,90
Fator de degradação média do arranjo PV ao longo da vida útil (%)	90
Vida Útil - anos	20
Financeiro	
Capital (\$)	0
Custo Substituição (\$)	0
Custo O&M (\$)	0

Figura A.8 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração eólico.

Sistema Eólico	
Quantidade de Turbinas	0
Eficiência do conversor eólico	0,90
Ponto de Conexão do Sistema Eólico	Barramento CC
Altura do anemômetro (m)	10
Altura das turbinas (m)	30
Índice de Rugosidade do Solo	0,01
Vida Útil (anos)	15
Financeiro	
Capital (\$)	0
Custo Substituição (\$)	0
Custo O&M (\$)	0

Figura A.9 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração maremotriz.

Sistema Maremotriz	
Quantidade de Turbinas	0
Eficiência do conversor maremotriz	0,90
Ponto de Conexão do Sistema Maremotriz	Barramento AC
Vida Útil (anos)	15
Financeiro	
Capital (\$)	R\$ -
Custo Substituição (\$)	R\$ -
Custo O&M (\$)	R\$ -

Figura A.10 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de geração à diesel.

Sistema Diesel	
Potência ativa nominal do gerador diesel (KW)	0
Ponto de Conexão do Grupo Gerador	Barramento AC
Eficiência do conversor do G.G. ac-cc	0,90
Vida útil do gerador diesel (horas)	15000
Combustível	
Custo do diesel (\$/L)	0
Poder Calorífico Inferior do Diesel (MJ/kg)	43,2
Densidade do Diesel (kg/m3)	820
Financeiro	
Capital (\$)	0,00
Custo Substituição (\$)	0,00
Custo O&M, sem considerar o diesel (\$)	0

Figura A.11 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de armazenamento.

Sistema de Armazenamento			
Quantidade de Bancos de Armazenamento	Somente Banco 2	Temperatura Ambiente Média nos Bancos de Baterias	30
Banco 1 (Primário)		Banco 2 (Secundário)	
Capacidade Nominal (Ah)	0	Capacidade Nominal (Ah)	0
Eficiência do controlador de Carga	0,90	Eficiência do controlador de Carga	0,90
Tensão nominal das baterias (V)*	2	Tensão nominal das baterias (V)*	2
Número de baterias em série por string	0	Número de baterias em série por string	0
Número de strings	0	Número de strings	0
SOC inicial das baterias (min= 0; max=1)	1	SOC inicial das baterias (min= 0; max=1)	1
SOC mínimo do banco	0,5	SOC mínimo do banco	0,5
SOC em que o banco é considerado cheio (G.G.)	0,5000	SOC em que o banco é considerado cheio (G.G)	0,4000
SOC em que o banco é considerado cheio (RENE)	0,9999	SOC em que o banco é considerado cheio (RENE)	0,9999
Curva de carregamento do banco (curva Cx)	10	Curva de carregamento do banco (curva Cx)	10
Eficiência de carregamento das baterias*	1	Eficiência de carregamento das baterias*	1
Eficiência de descarregamento das baterias*	1	Eficiência de descarregamento das baterias*	1
Ciclos IEC	600	Ciclos IEC	600
Restrição de Carga/Descarga Cíclica	Não	Permitir uso de Banco 2 durante noite	Sim
Financeiro		Financeiro	
Capital (\$)	-	Capital (\$)	-
Custo Substituição (\$)	-	Custo Substituição (\$)	-
Custo O&M (\$)	1	Custo O&M (\$)	1

Figura A.12 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados ao sistema de conversores entre barramentos AC e CC.

Sistema de Conversão entre barramentos	
Eficiência do inversor entre a barra CC e AC	0,90
Eficiência do retificador entre a barra AC e CC	0,85
Vida Útil - anos	15,00
Financeiro	
Capital (\$)	R\$ -
Custo Substituição (\$)	R\$ -
Custo O&M (\$)	0

Figura A.13 – Tela de Entrada de Parâmetros relacionados aos ajustes de simulação.

Parâmetros de Simulação	
Resolução da Simulação	1 minuto
Hora do dia a partir da qual o banco principal deixará de ser utilizado	0
Hora do dia a partir da qual que o banco principal poderá ser utilizado	0
Número de vezes que a simulação deve ser realizada sequencialmente	10
Método de estimativa de vida útil das baterias	Método de Schiffer
Período para Equalização das Baterias	Fixo
Número de dias para carga de equalização das baterias	0
Hora do dia para início da carga de equalização das baterias	0
Financeiro	
Vida Útil do Sistema - anos	0
Taxa de juros (%)	0



RESULTADOS DETALHADOS DA OPERAÇÃO DA MICRORREDE DE ILHA GRANDE, SEM E COM A UTILIZAÇÃO DO SISTEMA DUAL DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS

Na Figura B.1 é mostrada a tela de saída do *iBASST* com informações da operação da microrrede de Ilha Grande. Note que na terminologia utilizada no *iBASST*, o banco de *backup* e o banco operacional são chamados de *banco 1* e *banco 2*, respectivamente. Para a simulação de apenas um banco (SAB convencional), o banco 1 permanece desabilitado.

Na Figura B.2 é mostrada a tela de saída do *iBASST* com informações da operação da microrrede de Ilha Grande, com o uso do sistema dual de armazenamento por baterias.

Nas Figuras B.3 a B.8 são apresentadas os resultados gráficos da microrrede sem a utilização do SDAB.

Nas Figuras B.9 a B.14 são apresentadas os resultados gráficos da microrrede com a utilização do sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).

Figura B.1 – Tela de saída do iBASST com informações da operação da microrrede de Ilha Grande.

```

***** DESCRIÇÃO DO SISTEMA *****
***** RESUMO ENERGÉTICO DO SISTEMA *****
ans =

```

	Energia_kWh	Percentual
Arranjo Eólico (0 turbinas)	0.00	0.00
Arranjo Fotovoltaico (31 KWp)	46544.19	86.89
Arranjo Maremotriz (0 turbinas)	0.00	0.00
Gerador a diesel (38 KW)	7019.88	13.11
GERAÇÃO TOTAL	53564.07	100.00
Demanda	36572.93	68.28
Energia Vertida	6734.76	12.57
Penetração de Fontes Renováveis	29553.05	80.81
Corte de Carga	0.00	0.00

```

***** PERDAS NO SISTEMA *****
ans =

```

	Perdas_kWh	Percentual
Perdas no Conversor do G.G.	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Sistema Eólico	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Sistema Fotovoltaico	1861.77	3.48
Perdas no Conversor do Sistema Maremotriz	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Banco Principal	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Banco Secundário	1918.47	3.58
Perdas Internas no Banco Principal	0.00	0.00
Perdas Internas no Banco Secundário	2137.28	3.99
Perdas no Inversor Principal	3681.69	6.87
Perdas no Retificador Principal	537.32	1.00
TOTAL DE PERDAS NO SISTEMA	10136.53	18.92

```

***** SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO *****
ans =

```

	Banco1	Banco2
Energia Recebida (kWh)	NaN	24597.04
Energia Fornecida (kWh)	NaN	22339.89
Depleção de Energia (kWh)	NaN	119.86
Perdas Internas (kWh)	NaN	2137.28
Tempo Médio Entre Cargas Completas (dias)	NaN	3.82
Fator de Carga (%)	NaN	102.71
Taxa de Descarga (I/I10)	NaN	0.27
Ah Transferidos (Q/Cn)	NaN	74.80
Tempo em Baixo SOC (%)	NaN	0.00
Ciclagem Parcial (%)	NaN	34.86
Vida Útil Esperada (a)	NaN	2.43

```

***** GRUPO GERADOR DIESEL *****
ans =

```

	Valor	Unidade
Energia Gerada	7019.88	'kWh'
Horas de Operação	822.90	'H'
Vida Útil	10.00	'anos'
Número de Partidas	338.00	'L'
Número de Cargas de Equalização	52.00	'L'
Duração Acumulada de Cargas de Equalização	312.12	'h'
Potência Mínima	0.00	'kW'
Potência Média	8.53	'kW'
Potência Máxima	38.00	'kW'
Consumo de Combustível	3578.22	'L'
Eficiência Média	15.94	'%'
Consumo Específico de Combustível	0.51	'L/kwh'

```

***** ANÁLISE ECONÔMICA - VPL *****
ans =

```

	Capital	Substituicao	OeM	Combustivel	Residual	Total
Sistema Fotovoltaico	-310000.00	-26902.51	0.00	0.00	10951.20	-325951.31
Sistema Eólico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema Maremotriz	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grupo Gerador	-65038.51	-24803.78	-7329.98	-102322.81	1531.72	-197963.37
Banco de Baterias 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Banco de Baterias 2	-251838.50	-690910.09	-7.33	0.00	8611.53	-934144.39
Conversor Principal	-53000.00	-8474.21	0.00	0.00	832.13	-60642.08
Sistema	-679877.01	-751090.59	-7337.31	-102322.81	21926.59	-1518701.14

Figura B.2 – Tela de saída do iBASST com informações da operação da microrrede de Ilha Grande, com o uso do sistema dual de armazenamento por baterias.

```

***** DESCRIÇÃO DO SISTEMA *****
***** RESUMO ENERGÉTICO DO SISTEMA *****
ans =

```

	Energia_kWh	Percentual
Arranjo Eólico (0 turbinas)	0.00	0.00
Arranjo Fotovoltaico (31 KWp)	46544.19	85.99
Arranjo Maremotriz (0 turbinas)	0.00	0.00
Gerador a diesel (38 KW)	7581.72	14.01
GERAÇÃO TOTAL	54125.91	100.00
Demanda	36572.93	67.57
Energia Vertida	7159.76	13.23
Penetração de Fontes Renováveis	28991.21	79.27
Corte de Carga	0.00	0.00

```

***** PERDAS NO SISTEMA *****
ans =

```

	Perdas_kWh	Percentual
Perdas no Conversor do G.G.	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Sistema Eólico	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Sistema Fotovoltaico	1861.77	3.44
Perdas no Conversor do Sistema Maremotriz	0.00	0.00
Perdas no Conversor do Banco Principal	1246.36	2.30
Perdas no Conversor do Banco Secundário	628.29	1.16
Perdas Internas no Banco Principal	1595.58	2.95
Perdas Intrenas no Banco Secundário	814.57	1.50
Perdas no Inversor Principal	3617.97	6.68
Perdas no Retificador Principal	535.58	0.99
TOTAL DE PERDAS NO SISTEMA	10300.11	19.03

```

***** SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO *****
ans =

```

	Banco1	Banco2
Energia Recebida (kWh)	16074.57	8106.41
Energia Fornecida (kWh)	14414.77	7262.95
Depleção de Energia (kWh)	64.23	28.89
Perdas Internas (kWh)	1595.58	814.57
Tempo Médio Entre Cargas Completas (dias)	2.37	5.61
Fator de Carga (%)	103.54	01.39
Taxa de Descarga (I/I10)	0.36	1.45
Ah Transferidos (Q/Cn)	64.46	125.40
Tempo em Baixo SOC (%)	0.00	0.00
Ciclagem Parcial (%)	34.35	46.83
Vida Útil Esperada (a)	4.12	2.60

```

***** GRUPO GERADOR DIESEL *****
ans =

```

	Valor	Unidade
Energia Gerada	7581.72	'kWh'
Horas de Operação	951.45	'H'
Vida Útil	10.00	'anos'
Número de Partidas	247.00	'.'
Número de Cargas de Equalização	52.00	'.'
Duração Acumulada de Cargas de Equalização	398.60	'h'
Potência Mínima	0.00	'kW'
Potência Média	7.97	'kW'
Potência Máxima	38.00	'kW'
Consumo de Combustível	4021.33	'L'
Eficiência Média	15.69	'%'
Consumo Específico de Combustível	0.53	'L/kwh'

```

***** ANÁLISE ECONÔMICA - VPL *****
ans =

```

	Capital	Substituicao	OeM	Combustivel	Residual	Total
Sistema Fotovoltaico	-310000.00	-26902.51	0.00	0.00	10951.20	-325951.31
Sistema Eólico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema Maremotriz	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Grupo Gerador	-65038.51	-24803.78	-7329.98	-116020.56	1531.72	-211661.11
Banco de Baterias 1	-188878.88	-274492.63	-7.33	0.00	8335.46	-455043.38
Banco de Baterias 2	-50367.70	-126941.12	-7.33	0.00	904.89	-176411.26
Conversor Principal	-53000.00	-8474.21	0.00	0.00	832.13	-60642.08
Sistema	-667285.08	-461614.25	-7344.64	-116020.56	22555.41	-1229709.13

Figura B.3 – Tela de resultados gráficos 1. Informações sobre geração por fonte, demanda e perdas. Sistema de armazenamento convencional (SAB).

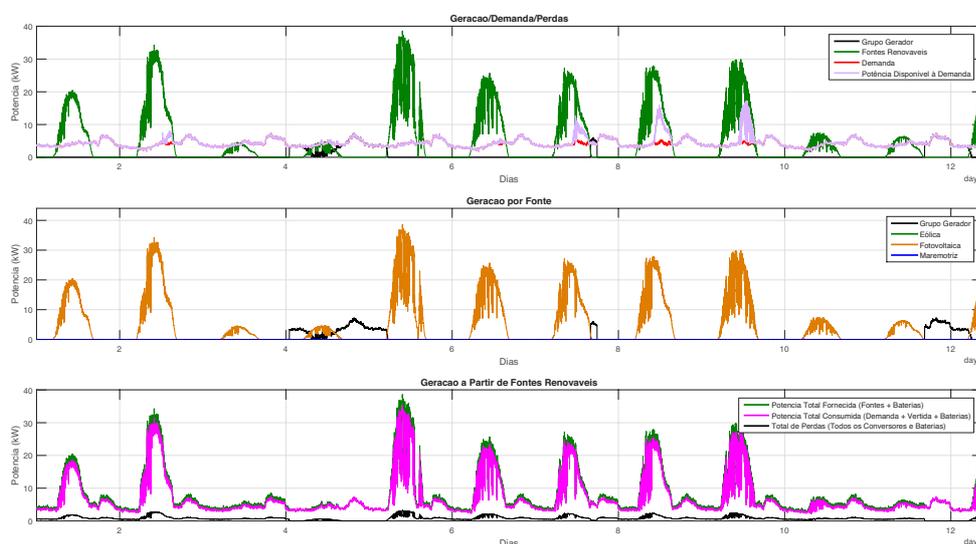


Figura B.4 – Tela de resultados gráficos 2. Informações sobre sistema de armazenamento: tensão, corrente de carga/descarga e estado de carga. Sistema de armazenamento convencional (SAB).

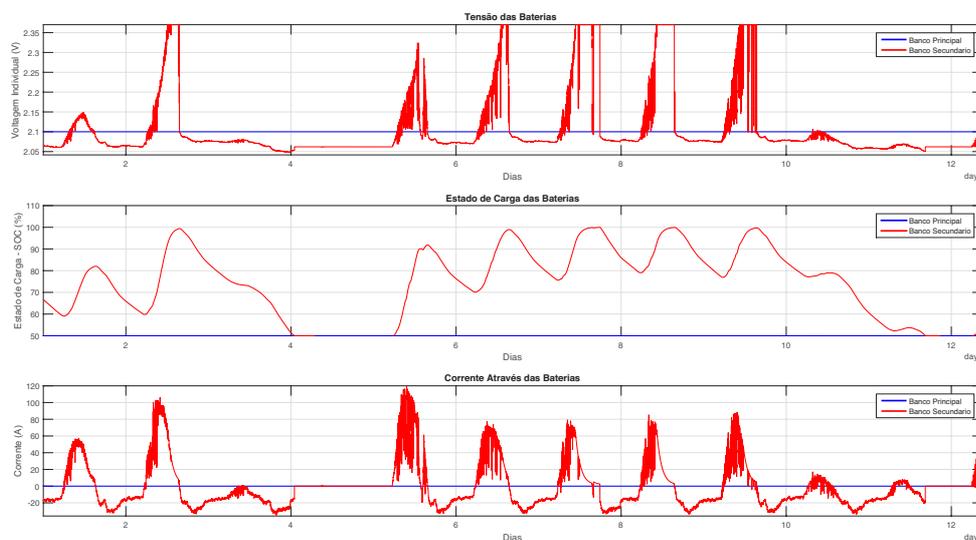


Figura B.5 – Tela de resultados gráficos 3. Informações sobre geração em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema de armazenamento convencional (SAB).

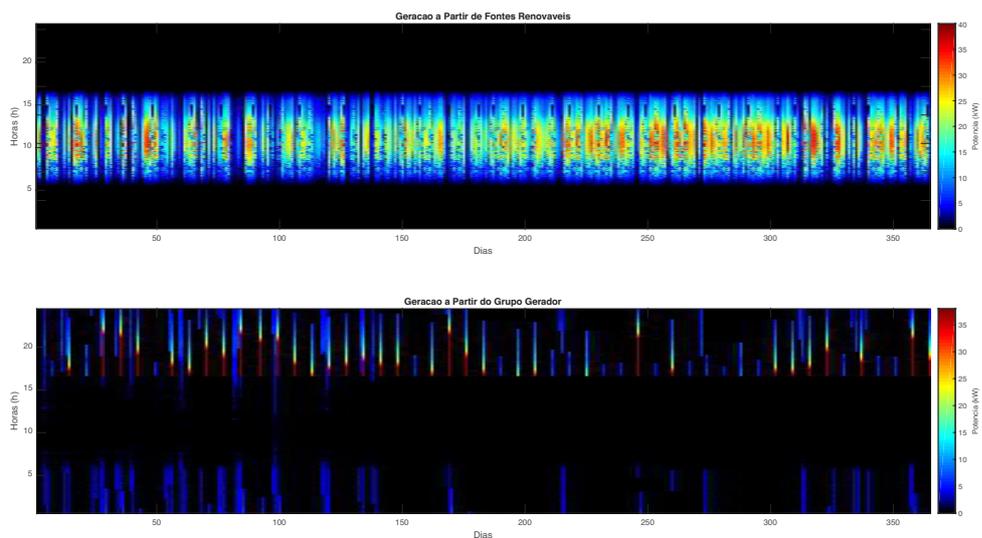


Figura B.6 – Tela de resultados gráficos 4. Informações sobre estado de carga do sistema de armazenamento em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema de armazenamento convencional (SAB).

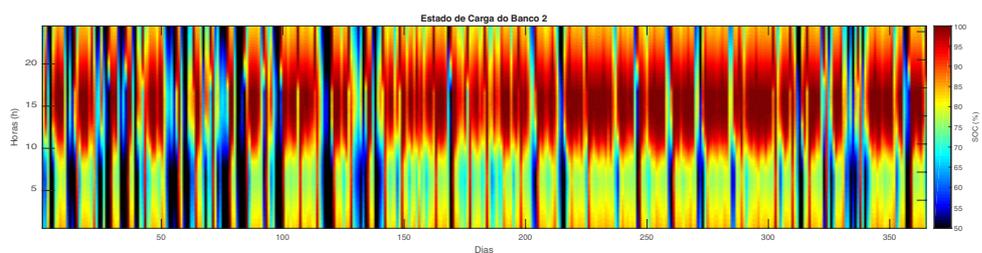


Figura B.7 – Tela de resultados gráficos 5. Informações sobre relevância dos fatores de estresse sobre a operação das baterias. Sistema de armazenamento convencional (SAB).

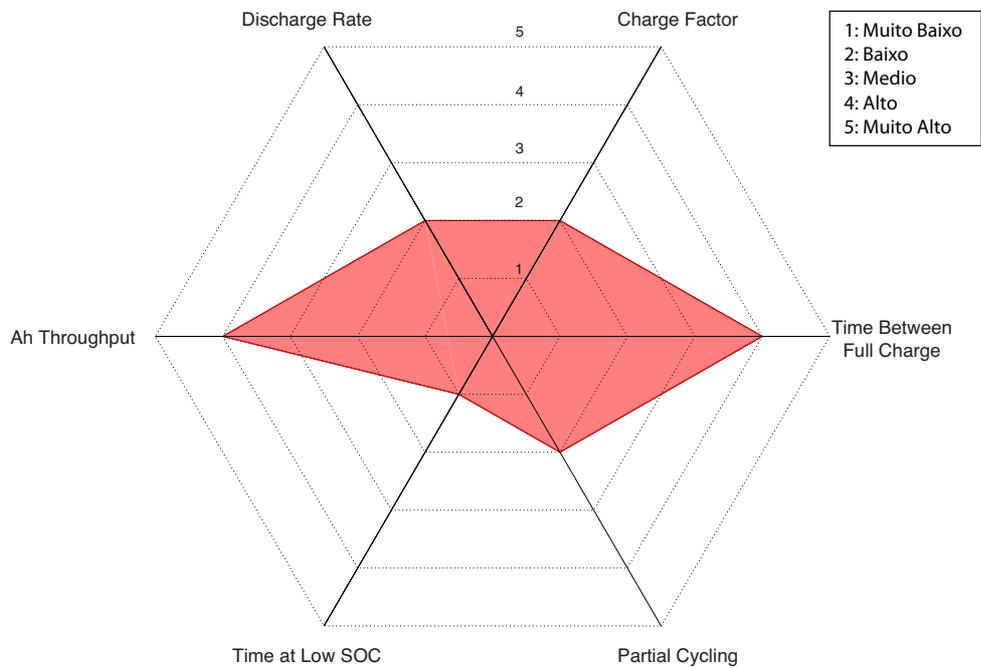


Figura B.8 – Tela de resultados gráficos 6. Informações sobre balanço energético mensal do sistema. Sistema de armazenamento convencional (SAB).

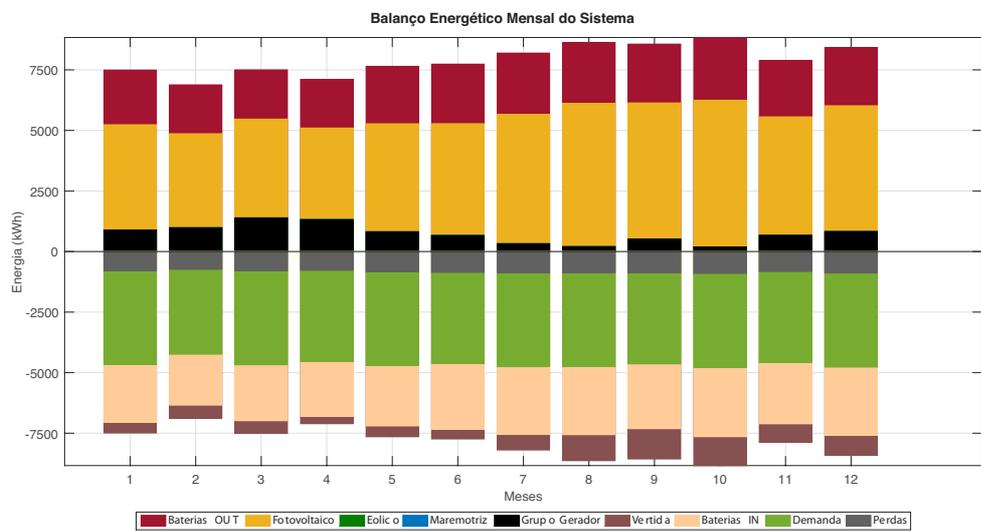


Figura B.9 – Tela de resultados gráficos 1. Informações sobre geração por fonte, demanda e perdas. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).

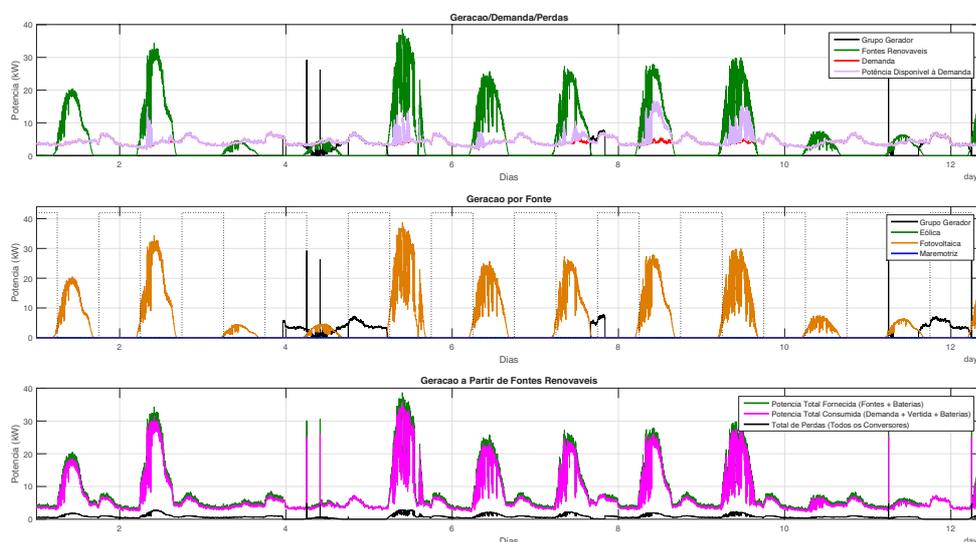


Figura B.10 – Tela de resultados gráficos 2. Informações sobre sistema de armazenamento: tensão, corrente de carga/descarga e estado de carga. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).

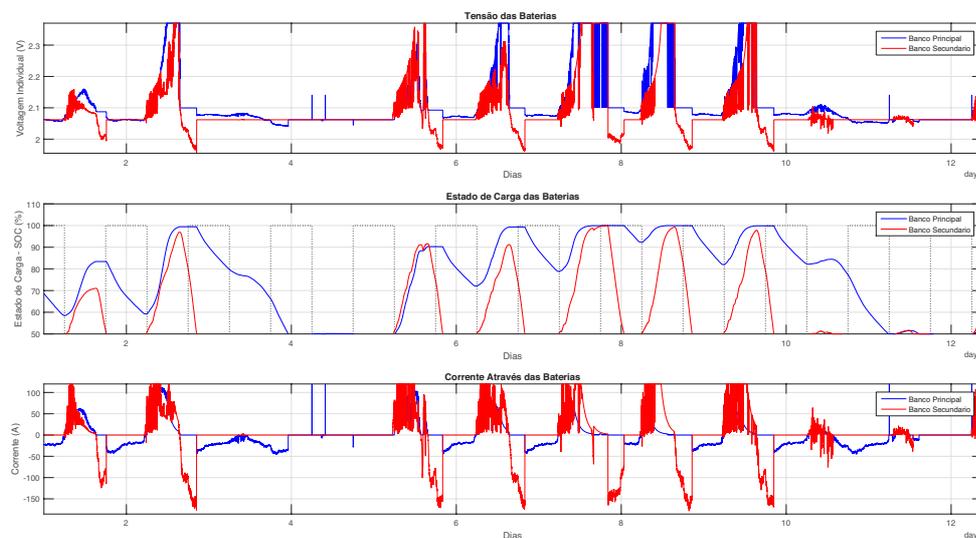


Figura B.11 – Tela de resultados gráficos 3. Informações sobre geração em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).

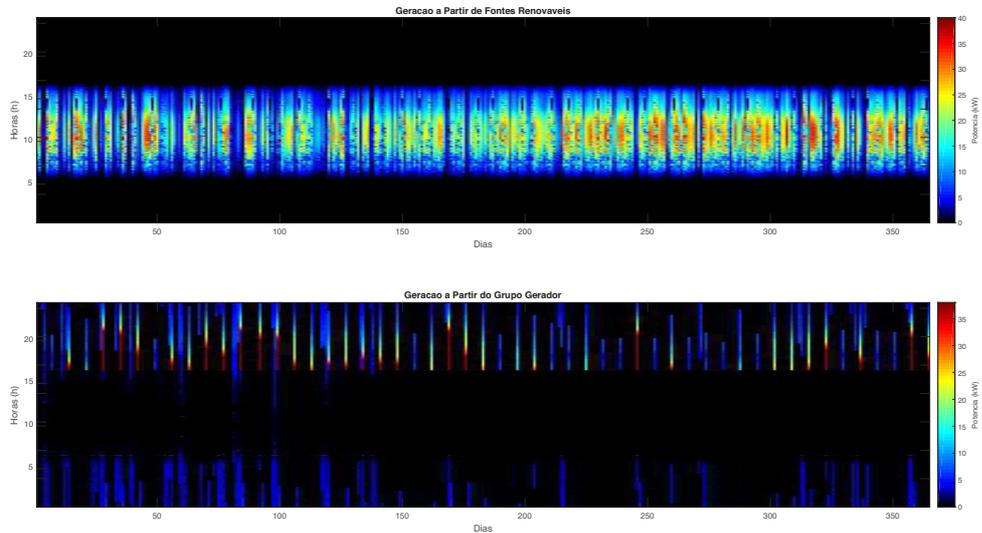


Figura B.12 – Tela de resultados gráficos 4. Informações sobre estado de carga do sistema de armazenamento em relação às horas do dia e em relação aos dias do ano. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).

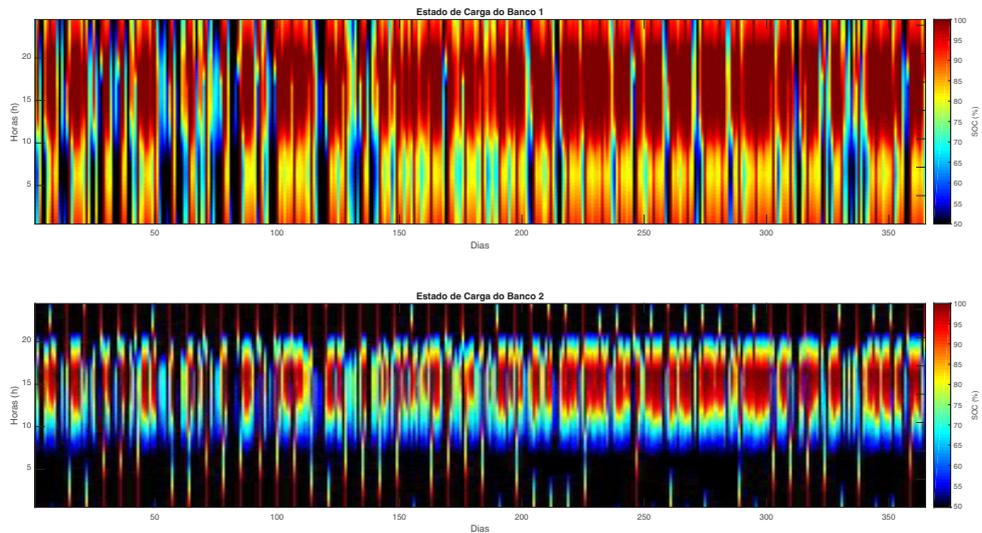


Figura B.13 – Tela de resultados gráficos 5. Informações sobre relevância dos fatores de estresse sobre a operação das baterias. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).

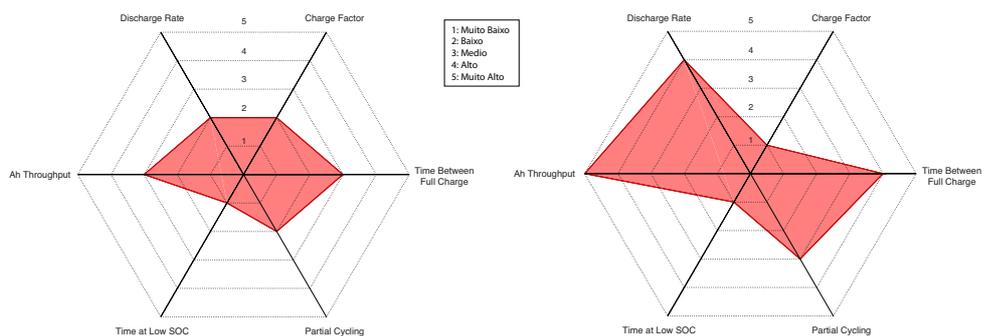
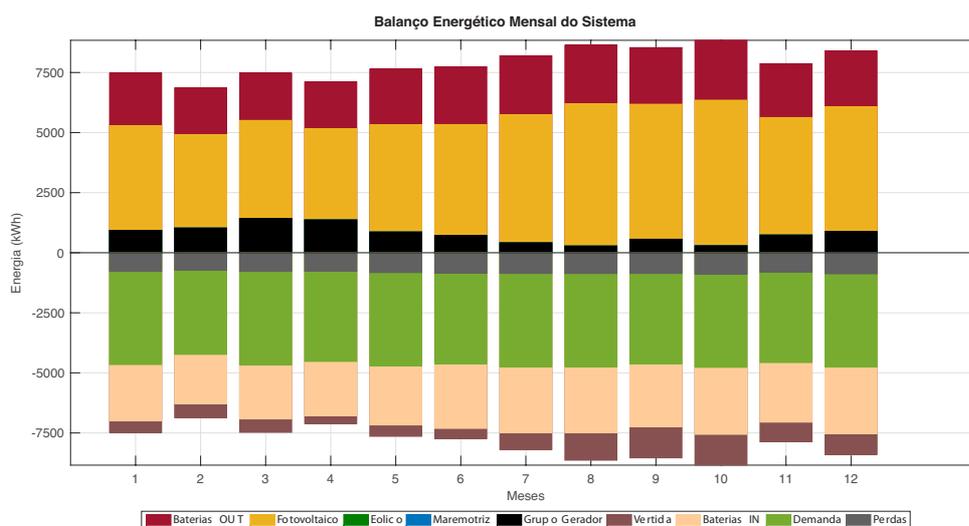


Figura B.14 – Tela de resultados gráficos 6. Informações sobre balanço energético mensal do sistema. Sistema dual de armazenamento por baterias (SDAB).





ARTIGOS ASSOCIADOS A ESTA TESE

Artigos em Congressos

- **Modelagem Via Redes Neurais da Capacidade de Sistemas de Armazenamento com Baterias em Smart Grids com Fontes Renováveis.** Submetido ao XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2017. Mar del Plata, Argentina.
- **Despacho Ótimo de uma Planta Maremotriz com Sistema de Armazenamento.** Submetido ao XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2017. Mar del Plata, Argentina.

Artigos em Periódicos

- **Analysis of a tidal power plant in the estuary of Bacanga in Brazil taking into account the current conditions and constraints.** IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2017. DOI 10.1109/TSTE.2017.2666719.
- **Optimization of electricity generation of a tidal power plant with reservoir constraints.** Renewable Energy. 2015. DOI 10.1016/j.renene.2015.03.011.

Artigos em Preparação para Submissão a Periódicos

- **A Dual-Storage Bank Configuration for Isolated Microgrids Based on Renewable Sources.** A ser submetido à Renewable Energy.

Anexos



PARÂMETROS SUGERIDOS PARA O MODELO DE *Schiffer*

Os parâmetros apresentados a seguir foram sugeridos pelos autores do modelo de *Schiffer* em [28] como sendo uma aproximação generalizada para as baterias de chumbo-ácido. O conjunto de parâmetros foi dividido em três categorias: parâmetros dependentes de cada bateria; parâmetros razoavelmente dependentes de cada bateria e parâmetros que não dependem da bateria utilizada. Os conjuntos de parâmetros são apresentados nas Tabelas A.1, A.2 e A.3, respectivamente. Estes parâmetros foram utilizados nas simulações apresentadas neste trabalho, com exceção dos parâmetros apresentados na Tabela A.4, cujos valores utilizados são apresentados na referida Tabela.

Tabela A.1 – Parâmetros fortemente dependentes de cada bateria, utilizados no modelo de *Schiffer*.

Parameter	Description	Value
C_N	Nominal capacity	54Ah (data sheet)
Z_{IEC}	Number of cycles under standard conditions	600 (data sheet)
L	Float lifetime	10 years (data sheet)
U_0	Open-circuit voltage at full charge	2.1 V
g	Gradient of change in OCV with state-of-charge	0.076 V
ρ_c/ρ_d	Effective internal resistance	0.42 Ω Ah/0.699 Ω Ah
M_c/M_d	Resistance representing charge-transfer process which depends on state-of-charge	0.888/0.0464
C_c/C_d	Normalized capacity of battery	1.001/1.75
I_{ref}	Normalized reference current for current factor	-55A
z	Height of battery	20 cm

Fonte: [28]

Tabela A.2 – Parâmetros razoavelmente dependentes de cada bateria, utilizados no modelo de Schiffer.

Parameter	Description	Value
$U_{corr,0}$	Corrosion voltage of fully-charged battery without current flo	1.75 V
$I_{gas,0}$	Normalized gassing current at $U_{gas,0}$ and $T_{gas,0}$	20 mA
c_u	Voltage coefficient of gassing current	11 V^{-1}
C_T	Temperature coefficient of gassing current	0.06 K^{-1}
$U_{gas,0}$	Nominal voltage for gassing	2.23 V
$T_{corr,0}/T_{corr,0}$	Nominal temperature for gassing and corrosion	298 K
$k_{s,T}$	Temperature coefficient of corrosion speed	$\ln(2)/15 K^{-1}$
$c_{SOC,0}$	Constant slope for SoC factor	$6.614 \times 10^{-5} h^{-1}$
$c_{SOC,min}$	Impact of the minimum SoC on the SoC factor	$3.307 \times 10^{-3} h^{-1}$
SOC_{limit}	Minimum state-of-charge for bad charges	0.90
SOC_{ref}	Reference state-of-charge for bad charges	0.95
c_{plus}	Factor for increase of acid stratification	1/30
c_{minus}	Factor for decrease of acid stratification with gassing	0.1
U_{ref}	Reference voltage for decreasing acid stratification	2.5 V
U_{acid_aec}	Voltage at which gassing starts to remove acid stratification	2.3 V
D	Diffusion constant for sulfuric acid	$20 \times 10^{-9} m^{-2} s^{-1}$

Fonte: [28]

Tabela A.3 – Parâmetros que não dependem da bateria, utilizados no modelo de Schiffer.

Parameter	Description	Value
c_Z	Exponent for calculation of capacity loss due to degradation	5
z_0	Coefficient of number of sulfate crystals	$2.961 \times 10^{11} cm^{-3}$

Fonte: [28]

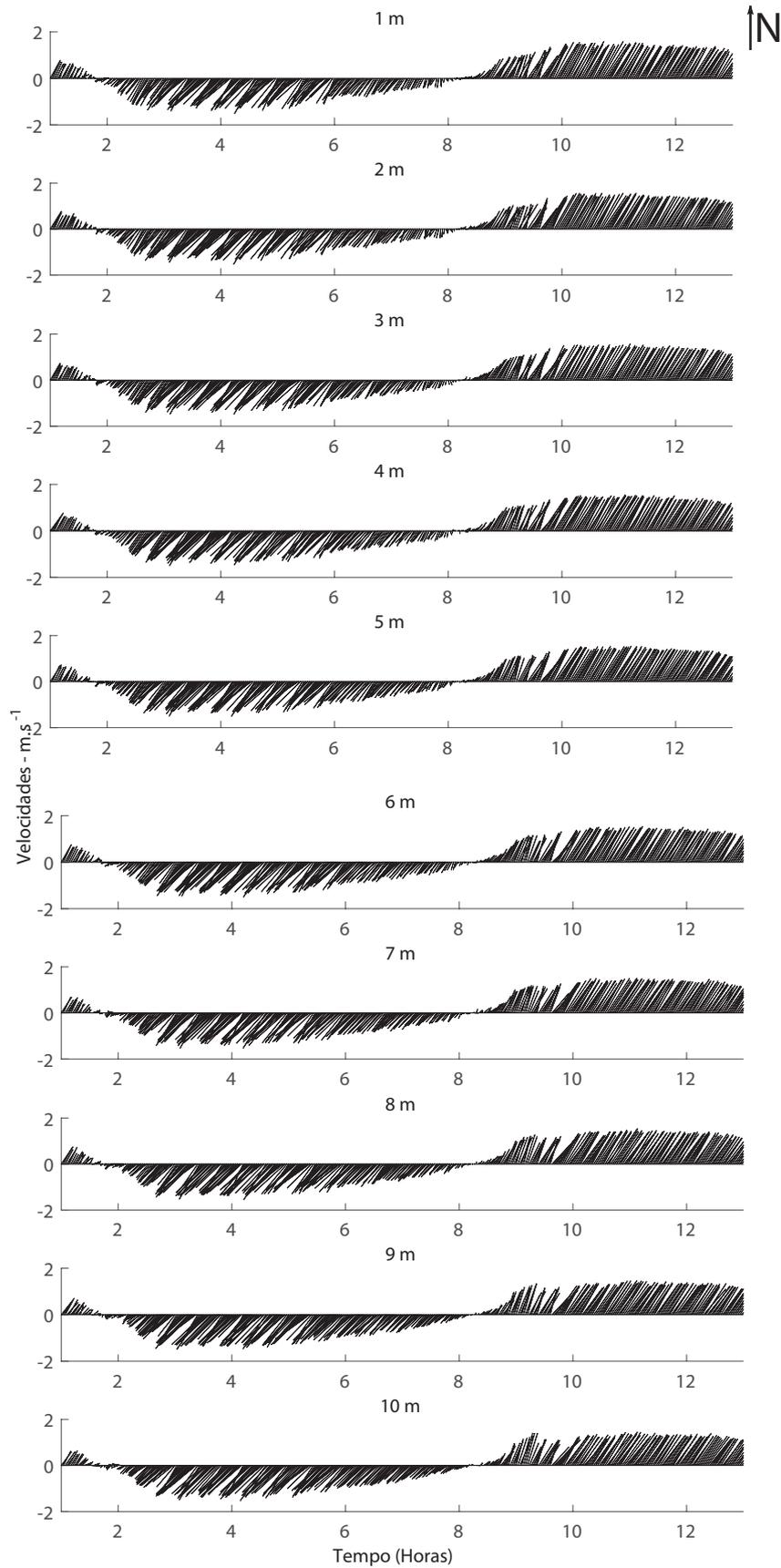
Tabela A.4 – Parâmetros cujos valores forma modificados para realização das simulações.

Parâmetro	Descrição	Valor
C_N	Capacidade Nominal	1200 Ah
I_{ref}	Corrente de Referência para o fator de corrente	-120 A
z	Altura da bateria	72 cm
U_{bat}^{max}	Máxima tensão aplicável à bateria	2,37 V

ANEXO
**PERFIL DE VELOCIDADES DE CORRENTES DE MARÉS
MEDIDAS PRÓXIMAS À ILHA DO MEDO.**

Na Figura B.1 são ilustrados os vetores de velocidade das correntes de marés em diferentes profundidades, próximas à Ilha do Medo. Estas medições foram realizadas em parceria com o Laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estuarina e de Águas Interiores (LHiCEAI), da Universidade Federal do Maranhão, realizadas entre os dias 14 e 15 de Março de 2017.

Figura B.1 – Vetores de velocidade das correntes de marés em diferentes profundidades, próximas à Ilha do Medo.





MODELO PARA CRIAÇÃO DE SÉRIE TEMPORAL DA VELOCIDADE DO VENTO

Nesta Seção será apresentada a metodologia para a criação de uma série temporal da velocidade do vento. Esta metodologia foi desenvolvida e é utilizada pelo software HOMER [82] e foi adotada como modelo para criação de uma série de velocidade de ventos neste trabalho.

A metodologia para a criação da série temporal é dividida em cinco etapas:

Etapa 1

Na primeira etapa é criada uma sequência de número autocorrelacionados, um para cada instante t :

$$z_t = \alpha z_{t-1} + f(t) \quad (\text{C.1})$$

onde:

- z_t é o valor da série no instante t ;
- z_{t-1} é o valor da série no instante $t - 1$;
- α é o parâmetro auto-regressivo;
- $f(t)$ é uma função de ruído branco para criação de uma série aleatória com média igual a zero e desvio padrão igual a 1;

O parâmetro auto-regressivo é definido como sendo igual ao coeficiente de autocorrelação horária r_1 :

$$\alpha = r_1 \quad (\text{C.2})$$

O coeficiente de autocorrelação horária é um parâmetro que indica o grau de intensidade em que a velocidade no instante t é dependente da velocidade no instante $t - 1$.

Etapa 2

Na segunda etapa do algoritmo, é criado um ano inteiro de dados a partir da velocidade diária média do vento desejado, repetido todos os dias. Como a velocidade média do vento varia de acordo com o mês, o perfil diurno médio da velocidade do vento é alterado para um valor diferente a cada mês, mas dentro de cada mês o padrão diurno simplesmente se repete.

Etapa 3

Na terceira etapa é realizada uma transformação de probabilidade na sequência de números gerada na Etapa 2, de modo que a sequência se adapte à mesma distribuição normal que a sequência gerada na Etapa 1.

Etapa 4

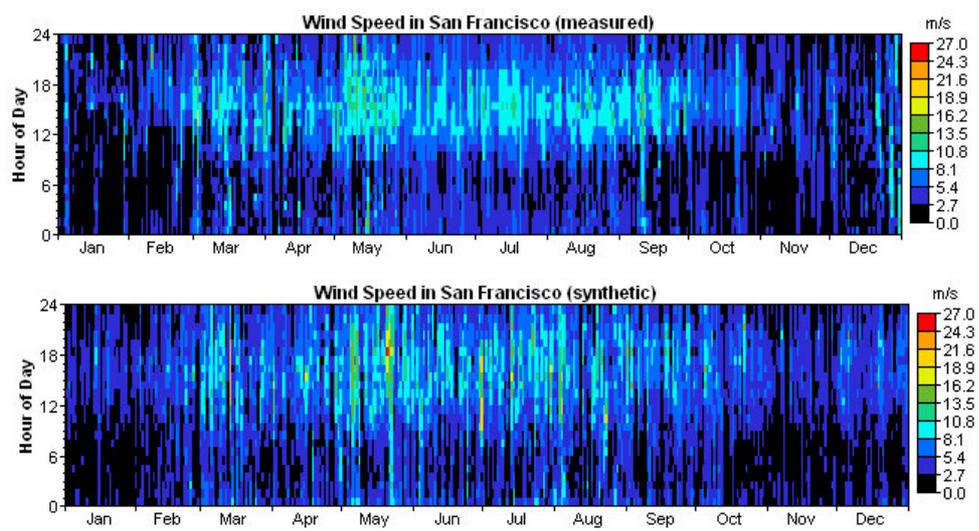
Na quarta etapa é adicionada a sequência gerada na Etapa 3 à sequência gerada na Etapa 1. A sequência resultante está em conformidade com uma distribuição normal, mas exibe o grau desejado de autocorrelação.

Etapa 5

Na quinta e última Etapa é uma transformação de probabilidade na sequência gerada na Etapa 4 para torná-la de acordo com a distribuição de Weibull.

Na Figura C.1 é demonstrada a comparação dos resultados provenientes desta metodologia com dados reais medidos em São Francisco, Califórnia.

Figura C.1 – Comparação dos resultados provenientes da metodologia para geração de série horária de velocidade de ventos utilizada pelo software HOMER, com dados reais medidos em São Francisco, Califórnia.



Fonte: [82]

DESCRIÇÃO DA TURBINA EÓLICA

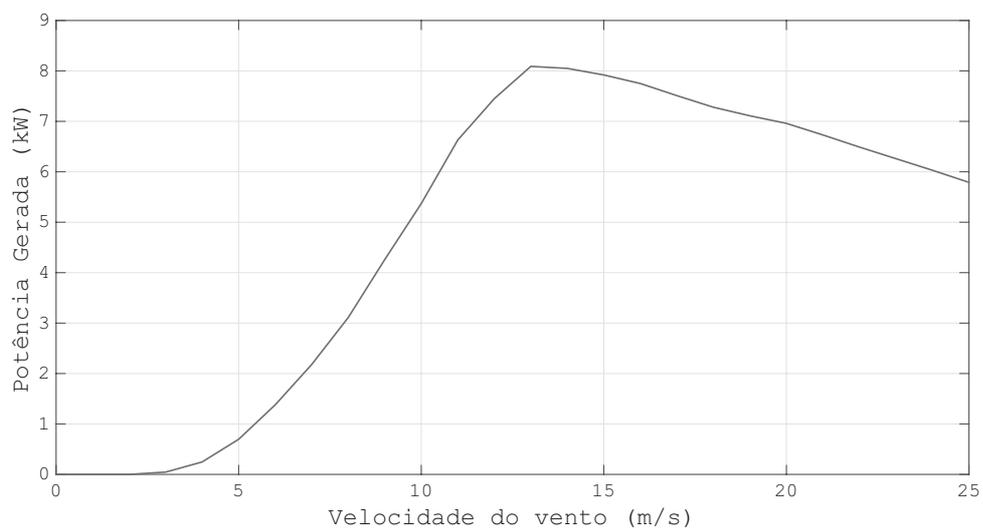
A turbina eólica Bergey Excel-R 7.5 kW (Figura D.1) foi desenvolvida e comercializada pela empresa Bergey WindPower. A curva de geração da turbina é apresentada na Figura D.2.

Figura D.1 – Turbina eólica Bergey Excel-R 7,5 kW.



Fonte: [116]

Figura D.2 – Curva de geração da turbina eólica Bergey Excel-R 7,5 kW.



Fonte: [116]

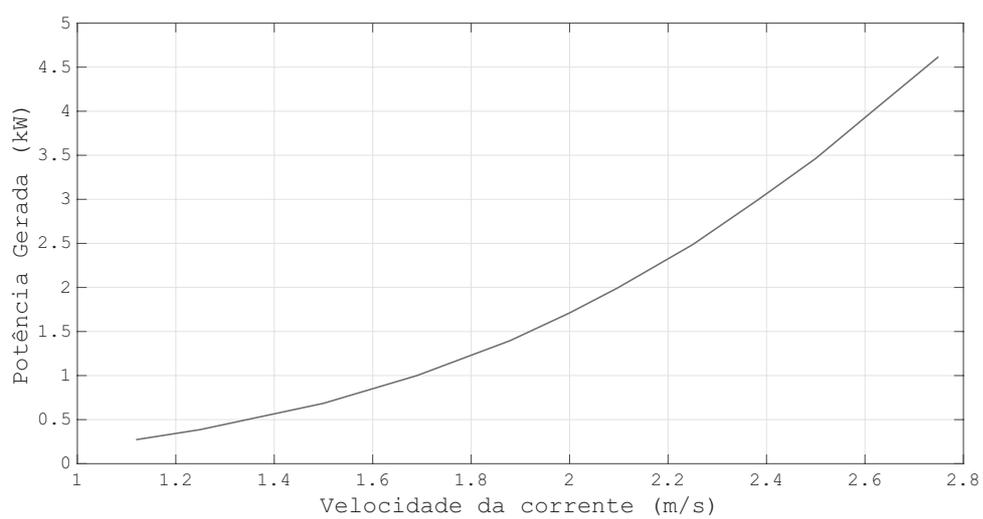
DESCRIÇÃO DA TURBINA HIDROcinÉTICA

A turbina hidrocínética *SmartFlow* 5.0 kW (Figura E.1) foi desenvolvida e comercializada pela empresa *Smart Hydro Power*. A curva de geração da turbina é apresentada na Figura E.2.

Figura E.1 – Turbina hidrocínética *SmartFlow* 5,0 kW.



Fonte: [117]

Figura E.2 – Curva de geração da turbina hidrocinética *SmartFlow* 5,0 kW.

Fonte: [117]