

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS PARA A ELETRIFICAÇÃO DE
MINIRREDES COM FONTES RENOVÁVEIS: ASPECTOS DE PROJETO, OPERAÇÃO E
GESTÃO

LUIS CARLOS MACEDO BLASQUES

TD: 05/2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUIS CARLOS MACEDO BLASQUES

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS PARA A ELETRIFICAÇÃO DE
MINIRREDES COM FONTES RENOVÁVEIS: ASPECTOS DE PROJETO, OPERAÇÃO E
GESTÃO

TD: 05/2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUIS CARLOS MACEDO BLASQUES

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS PARA A ELETRIFICAÇÃO DE
MINIRREDES COM FONTES RENOVÁVEIS: ASPECTOS DE PROJETO, OPERAÇÃO E
GESTÃO

Tese submetida à Banca
Examinadora do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a
obtenção do grau de Doutor em
Engenharia Elétrica na Área de
Sistemas de Energia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2014

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)

Blasques, Luis Carlos Macedo, 1981-
Otimização de sistemas híbridos para a
eletrificação de minirredes com fontes
renováveis: aspectos de projeto, operação e
gestão / Luis Carlos Macedo Blasques. - 2014.

Orientador: João Tavares Pinho.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal do
Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém,
2014.

1. Energia - fontes alternativas - testes. 2.
Recursos energéticos - planejamento. 3. Energia
elétrica - produção. I. Título.

CDD 22. ed. 333.794

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS PARA A ELETRIFICAÇÃO DE
MINIRREDES COM FONTES RENOVÁVEIS: ASPECTOS DE PROJETO, OPERAÇÃO E
GESTÃO

AUTOR: LUIS CARLOS MACEDO BLASQUES

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA
APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA
ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

APROVADA EM: 08 / 08 / 2014

BANCA EXAMINADORA:

PROF. DR.-ING. JOÃO TAVARES PINHO
ORIENTADOR – PPGEE/UFPA

PROF. DR. ROBERTO ZILLES
MEMBRO – IEE/USP

PROF. DR. PAULO CÉSAR MARQUES DE CARVALHO
MEMBRO – UFC

PROF. DR. UBIRATAN HOLANDA BEZERRA
MEMBRO – PPGEE/UFPA

PROF. DR. WILSON NEGRÃO MACÊDO
MEMBRO – PPGEE/UFPA

PROF. DR. MARCOS ANDRÉ BARROS GALHARDO
MEMBRO – FEE/UFPA

VISTO:

PROF. DR. EVALDO GONÇALVES PELAES
COORDENADOR DO PPGEE/ITEC/UFPA

*À Ana Luisa, ao Vitor e à Thaissa, que me
dão, diariamente, o maior presente que se
pode receber de Deus: o amor de uma família.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, aos meus filhos, Ana Luisa e Vitor, que, mesmo com pouca idade e sem serem plenamente capazes de entender o motivo da ausência constante do pai, me renovaram a cada instante que estiveram ao meu lado, com seus sorrisos e seus gestos de amor. À Thaissa, minha esposa, que nos muitos momentos em que estive ausente, foi muitas vezes pai e mãe ao mesmo tempo.

Aos meus pais, Francisco e Vera, por me proporcionarem a melhor educação possível, dentro e fora da escola, e por me ensinarem o caminho da luta e da perseverança, sempre com responsabilidade e honestidade. A todos os meus demais familiares, especialmente aqueles que me acompanharam mais de perto nesta longa caminhada, desde a graduação: minha irmã Patrícia, meu irmão Eduardo e meus avós maternos, Macedo e Olga (*in memoriam*).

Ao meu orientador, Prof. João Tavares Pinho, pelas contribuições, apoio, amizade e compreensão durante a elaboração deste trabalho, e por ter sido sempre uma referência como pessoa e como profissional desde meus primeiros passos na vida acadêmica.

Aos amigos do GEDAE, todos aqueles que estiveram ao meu lado em poucos ou muitos momentos ao longo de todos estes anos. Como são muitos e seria difícil citar todos sem esquecer de alguém, traduzo o agradecimento em nome do amigo Silvio Bispo, que esteve presente ao longo de toda esta caminhada, contribuindo sempre com seu apoio, incentivo e amizade.

Aos amigos do IFPA, que nesta reta final contribuíram fortemente para que eu concluísse este trabalho. Em especial ao Prof. Edgar Amazonas, que colaborou de forma imprescindível no desenvolvimento do modelo computacional, e aos professores André Ferreira, André Nascimento, Carlos Ueno e Luiz Maceió, pela amizade, apoio e incentivo.

A todos os professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA, aos membros da banca examinadora, aos colegas de curso, amigos, e a todos aqueles que estiveram presentes em minha vida e contribuíram direta ou indiretamente nesta caminhada.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	X
LISTA DE TABELAS	XII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XIV
LISTA DE SÍMBOLOS	XVI
RESUMO	XIX
ABSTRACT	XX
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 – Configurações de Sistemas de Geração de Energia para a Eletrificação de Localidades Isoladas	5
1.1. Considerações Iniciais.....	5
1.2. Opções de Atendimento	6
1.2.1. Sistemas Convencionais.....	8
1.2.2. Sistemas Individuais de Geração	9
1.2.3. Sistemas com Geração Centralizada e Minirrede	13
1.3. Configurações de Sistemas com Geração Centralizada Atendendo Minirrede	15
1.4. Apresentação do Problema.....	20
1.5. Revisão Bibliográfica.....	22
1.5.1. Estratégias de operação	22
1.5.2. Dimensionamento ótimo	26
1.5.3. Tarifação e Gestão da Energia	29
1.6. Considerações Finais.....	34
CAPÍTULO 2 – Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos	35
2.1. Considerações Iniciais.....	35
2.2. Tipos de Estratégias de Operação	35
2.3. Modelo Proposto	40
2.4. Testes e Resultados	48

2.4.1. Caso 1	48
2.4.2. Caso 2	52
2.4.3. Caso 3	55
2.5. Considerações Finais	62
CAPÍTULO 3 – Otimização do Dimensionamento de Sistemas Híbridos	64
3.1. Considerações Iniciais	64
3.2. Formulação do Modelo	64
3.2.1. Geração Fotovoltaica	66
3.2.2. Geração Eólica	67
3.2.3. Grupos Geradores	69
3.2.4. Demais Subsistemas	71
3.2.5. Análise Econômica	72
3.2.6. Algoritmo Proposto para o Cálculo do Custo da Energia	74
3.3. Otimização do Problema	78
3.3.1. Algoritmo Genético (AG)	83
3.3.2. <i>Simulated Annealing</i> (SA)	86
3.4. Simulações	89
3.4.1. Resultados das Simulações com AG	93
3.4.2. Resultados das Simulações com SA	97
3.4.3. Resultados das Simulações Comparando o Algoritmo Proposto com Outras Ferramentas de Otimização	101
3.4.4. Resultados das Simulações com AG Multiobjetivo	105
3.5. Considerações Finais	107
CAPÍTULO 4 – Sistemas de Tarifação e Modelos de Gestão Aplicados a Sistemas com Fontes Renováveis Atendendo Minirredes	108
4.1. Considerações Iniciais	108
4.2. O Problema da Oferta <i>versus</i> Consumo de Energia	108
4.3. Sistemas de Tarifação Aplicados a Sistemas Isolados	111
4.3.1. Taxas Fixas	112
4.3.2. Medição Convencional	113
4.3.3. Medição Pré-Paga	113

4.4. Modelos Propostos para Adequação do Consumo de Energia à Disponibilidade Energética do Sistema de Geração.....	119
4.4.1. Custo da Energia	121
4.4.2. Sistema de Medição	127
4.4.3. Gerenciamento da Demanda	129
4.5. Considerações Finais.....	137
CONCLUSÕES.....	138
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142
APÊNDICE A	153

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1. Exemplos de sistemas do tipo SIGFI.	11
Figura 1.2. Exemplo de sistema do tipo MIGDI.	15
Figura 1.3. Configurações com acoplamento no barramento c.a., (a) centralizada e (b) distribuída.	17
Figura 1.4. Configuração com acoplamento no barramento c.c.	18
Figura 1.5. Configuração mista.	19
Figura 2.1. Configuração geral de um SHGE.	36
Figura 2.2. Diagrama do SHGE adotado como referência no presente trabalho.	41
Figura 2.3. Comportamento da potência gerada e demandada para o caso 1.	49
Figura 2.4. Comportamento do estado de carga do banco de baterias para o caso 1.	50
Figura 2.5. Variação dos custos de combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias para o caso 1.	51
Figura 2.6. Comportamento das energias gerada e demandada para o caso 2.	53
Figura 2.7. Comportamento do estado de carga do banco de baterias para o caso 2.	54
Figura 2.8. Variação dos custos operacionais com combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias para o caso 2.	54
Figura 2.9. Perfis de geração e demanda em (a) abril e (b) setembro.	57
Figura 2.10. Estado de carga do banco de baterias em (a) abril e (b) setembro.	58
Figura 2.11. Variação do consumo de combustível em função do percentual de potência entregue pelo grupo gerador ao banco de baterias em (a) abril e (b) setembro.	59
Figura 2.12. Variação do consumo de combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias para o sistema com dados anuais.	61
Figura 2.13. Comparação entre os estados de carga do banco de baterias no (a) método proposto e no (b) HOMER.	62
Figura 3.1. Comparação entre dois métodos de estimativa de geração FV.	67
Figura 3.2. Curva de potência de um aerogerador de 7,5 kW de potência nominal.	68

Figura 3.3. Comparação entre dois métodos de estimativa de geração eólica.	68
Figura 3.4. Curva de consumo de combustível de um grupo gerador de 100 kW.	70
Figura 3.5. Curva de custo de geração para um grupo gerador de 100 kW.	70
Figura 3.6. Modelo de arquivo de dados de entrada utilizado pelo algoritmo.	75
Figura 3.7. Fluxograma do algoritmo desenvolvido.	78
Figura 3.8. Evolução do número de publicações envolvendo algoritmos de otimização na área de fontes renováveis.	80
Figura 3.9. Conjunto ótimo de Pareto.	81
Figura 3.10. Exemplo de cruzamento de um ponto.	84
Figura 3.11. Exemplo de mutação.	84
Figura 3.12. Fluxograma de um algoritmo genético.	85
Figura 3.13. Exemplo de representação binária dos indivíduos.	86
Figura 3.14. Fluxograma do algoritmo <i>simulated annealing</i>	88
Figura 3.15. Dados de recurso renovável e carga, na forma de dias típicos, utilizados nas simulações: (a) Recurso solar; (b) Recurso eólico; e (c) Carga demandada.	90
Figura 3.16. Parte do arquivo de texto com dados de 26 diferentes aerogeradores, utilizado pelo algoritmo proposto.	92
Figura 3.17. Resultados do AG para o caso 1.	94
Figura 3.18. Resultados do AG para o caso 2.	96
Figura 3.19. Resultados do SA para o caso 1.	99
Figura 3.20. Resultados do SA para o caso 2.	100
Figura 3.21. Conjunto de Pareto para a simulação do Caso 2.	106
Figura 4.1. Sistema de pré-pagamento de energia de Tamaruteua.	117
Figura 4.2. Custos de energia para diferentes fatores de carga e de capacidade do sistema eólico.	123

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1. Classes de atendimento previstas na Resolução nº 493, de 2012.	11
Tabela 2.1. Atuação das chaves para implementação da estratégia de operação.	47
Tabela 2.2. Dados de geração e carga para o caso 1.	49
Tabela 2.3. Custo operacional associado ao consumo de combustível para o caso 1.	52
Tabela 2.4. Parâmetros relacionados à operação do grupo gerador.	60
Tabela 3.1. Informações de entrada dos equipamentos.	76
Tabela 3.2. Analogia entre os processos físicos e de otimização do SA.	87
Tabela 3.3. Dados padrão usados pelo algoritmo.	92
Tabela 3.4. Dados do AG para o caso 1.	93
Tabela 3.5. Faixa inicial da população para o AG, caso 1.	93
Tabela 3.6. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o AG, caso 1.	94
Tabela 3.7. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o AG, caso 2.	96
Tabela 3.8. Dados do SA para o caso 1.	97
Tabela 3.9. Solução inicial para o SA, caso 1.	98
Tabela 3.10. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o SA, caso 1.	98
Tabela 3.11. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o SA, caso 2.	100
Tabela 3.12. Comparação entre os resultados obtidos pelo método proposto e por outros programas.	101
Tabela 3.13. Comparação entre os resultados obtidos pelo método proposto e pelo HOMER.	105
Tabela 4.1. Projeção de aumento de demanda em um sistema isolado.	109
Tabela 4.2. Vantagens e desvantagens de sistemas de tarifação pré-pagos.	114

Tabela 4.3. Tarifas praticadas pela Celpa para a classe residencial baixa renda.....	120
Tabela 4.4. Comparação entre dois sistemas com participações distintas das fontes renováveis.	125
Tabela 4.5. Participação das fontes renováveis em um sistema híbrido hipotético.....	130
Tabela 4.6. Proposta de limitação de consumo geral para o caso exemplo.....	132
Tabela 4.7. Proposta de limitação de consumo, geral e por UC, para o caso exemplo.	133
Tabela 4.8. Perfil de consumo em Tamaruteua nos primeiros dois meses de operação do SHGE.	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG: Algoritmos Genéticos

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

c.a.: Corrente Alternada

c.c.: Corrente Contínua

CCC: Conta de Consumo de Combustíveis fósseis

Celpa: Centrais Elétricas do Pará

Cemar: Companhia Energética do Maranhão

Cemig: Companhia Energética de Minas Gerais

Coelba: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

Eletrobras: Centrais Elétricas Brasileiras

FV: Fotovoltaico

GEDAE: Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

GLD: Gerenciamento pelo Lado da Demanda

GRASP: *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures*

HOGA: Otimização de Sistemas Híbridos através de Algoritmos Genéticos (do inglês “*Hybrid Optimisation by Genetic Algorithms*”)

HOMER: Modelo Híbrido de Otimização para Fontes Renováveis de Energia (do inglês “*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*”)

LPT: Luz Para Todos

MIGDI: Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MRT: Rede Monofilar com Retorno por Terra

NPC: Valor Presente Líquido (do inglês “*Net Present Cost*”)

NREL: Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos (do inglês “*National Renewable Energy Laboratory*”)

O&M: Operação e Manutenção

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PRODEEM: Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios

SA: *Simulated Annealing*

SFD: Sistema Fotovoltaico Domiciliar

SHGE: Sistema Híbrido para Geração de Eletricidade

SIGFI: Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente

SIN: Sistema Interligado Nacional

TE: Tarifa de Energia

TSEE: Tarifa Social de Energia Elétrica

TUSD: Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

UC: Unidade Consumidora

UFPA: Universidade Federal do Pará

UHE: Usina Hidrelétrica de Energia

USCA: Unidade de Supervisão em Corrente Alternada

VRLA: Baterias de Chumbo-ácido Reguladas a Válvula

LISTA DE SÍMBOLOS

- c_{BAT} : Custo do banco de baterias
- C_B : Capacidade nominal do banco de baterias
- c_{ciclo} : Custo do ciclo de carga e descarga do banco de baterias
- c_{COMB} : Custo do litro de combustível
- $CCOMB_{GG}$: Custos operacionais com combustível do grupo gerador
- CE : Custo de energia do sistema
- c_G : Custo de geração do grupo gerador
- CGS : Custo global do sistema
- CI : Custo inicial total do sistema
- CI_{AERO} : Custo de aquisição unitário do aerogerador
- CI_{BAT} : Custo de aquisição unitário da bateria
- CI_{FV} : Custo de aquisição unitário do módulo fotovoltaico
- CI_{GG} : Custo de aquisição unitário do grupo gerador
- CI_{INV} : Custo de aquisição unitário do inversor
- CM_{AERO} : Custo de manutenção do aerogerador
- CM_{BAT} : Custo de manutenção da bateria
- CM_{FV} : Custo de manutenção do módulo fotovoltaico
- CM_{GG} : Custo de manutenção do grupo gerador
- CM_{INV} : Custo de manutenção do inversor
- $CO\&M$: Custo total de operação e manutenção do sistema
- CR : Custo total de reposição de equipamentos do sistema
- E_{AERO} : Energia gerada pelo aerogerador
- E_{Cano} : Energia anual consumida pela carga
- E_D : Energia demandada pela carga
- E_{FV} : Energia gerada pelo sistema fotovoltaico

E_{GG-BAT} : Energia entregue ao banco de baterias pelo grupo gerador

E_{NS} : Energia não suprida

E_{REN} : Energia gerada pelas fontes renováveis

$f(x)$: Função objetivo qualquer

f_a : Fator de ajuste utilizado para definição de limites de potência demandada pela carga

F : Consumo de combustível do grupo gerador

F_{total} : Consumo total de combustível do grupo gerador no período em análise

FRC : Fator de recuperação de capital

G : Irradiação solar

G_n : Irradiação solar normalizada em relação ao valor de irradiância de 1.000 W/m²

HSP : Horas de sol pleno

i : Taxa de juros associada à análise econômica do sistema

I_{Bnom} : Capacidade nominal de corrente da bateria

n : Horizonte de análise do sistema

N_{AERO} : Quantidade de aerogeradores

N_{BAT} : Quantidade de baterias

N_{FV} : Quantidade de módulos fotovoltaicos

N_{GG} : Quantidade de grupos geradores

N_{INV} : Quantidade de inversores

P_{Inv} : Potência unitária do inversor

P_{AERO} : Potência instantânea fornecida pelo aerogerador

P_{CRIT} : Potência crítica demandada pela carga

P_D : Potência demandada pela carga

PD_{max} : Profundidade máxima de descarga da bateria

pe_{FV} : Perdas associadas ao processo de geração fotovoltaica

P_{FV} : Potência fotovoltaica instalada

P_{GG} : Potência elétrica nominal do grupo gerador

P_{GG-BAT} : Potência entregue ao banco de baterias pelo grupo gerador

P_{Tinv} : Potência total de inversão

$PART_{REN}$: Participação das fontes renováveis na geração de energia

Pen : Percentual de penetração de potência do grupo gerador no banco de baterias

R : Valor anual uniforme equivalente que proporcione a recuperação do capital investido

Rep : número de reposições de um dado equipamento ao longo do tempo de análise

SOC : Estado de carga do banco de baterias

T : Temperatura no algoritmo *simulated annealing*

v : Velocidade de vento

v, P : Relação velocidade-potência da curva de potência do aerogerador

V_B : Tensão da bateria

VU : Vida útil do equipamento

α : Parâmetro de controle da taxa de redução da temperatura no algoritmo *simulated annealing*

Δf : Piora na solução candidata no algoritmo *simulated annealing*

η_{BAT} : Eficiência do ciclo de carga e descarga da bateria

η_{INV} : Eficiência do inversor

τ : Número total de ciclos da bateria

RESUMO

Em sistemas híbridos de geração de eletricidade (SHGEs) é fundamental avaliar corretamente o dimensionamento, a operação e a gestão do sistema, de forma a evitar seu colapso prematuro e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica com a menor intervenção possível de usuários ou de empresas geradoras e distribuidoras de eletricidade. O presente trabalho apresenta propostas de otimização para as etapas de dimensionamento, operação e gestão de SHGEs atendendo minirredes de distribuição de eletricidade. É proposta uma estratégia de operação que visa otimizar o despacho de energia do sistema, identificando a melhor relação, sob aspectos técnicos e econômicos, entre o atendimento da carga exclusivamente via fontes renováveis e banco de baterias ou exclusivamente via grupo gerador, e o carregamento do banco de baterias somente pelas fontes renováveis ou também pelo grupo gerador. Desenvolve-se, também, um algoritmo de dimensionamento de SHGEs, com auxílio de algoritmos genéticos e *simulated annealing*, técnicas meta-heurísticas de otimização, visando apresentar a melhor configuração do sistema, em termos de equipamentos que resultem na melhor viabilidade técnica e econômica para uma dada condição de entrada definida pelo usuário. Por fim, é proposto um modelo de gestão do sistema, considerando formas de tarifação e sistemas de controle de carga, cujo objetivo é garantir uma relação adequada entre a disponibilidade energética do sistema de geração e a carga demandada. A estratégia de operação proposta combina as estratégias de operação descontínua do grupo gerador, da potência crítica e do ponto otimizado de contribuição do gerador no carregamento do banco de baterias, e seus resultados indicam que há redução nos custos de operação globais do sistema. Com relação ao dimensionamento ótimo, o algoritmo proposto, em comparação a outras ferramentas de otimização de SHGEs, apresenta bons resultados, sendo adequado à realidade nacional. O modelo de gestão do sistema propõe o estabelecimento de limites de consumo e demanda, adequados à realidade de comunidades isoladas atendidas por sistemas com fontes renováveis e, se corretamente empregados, podem ajudar a garantir a sustentabilidade dos sistemas.

PALAVRAS-CHAVES: Sistemas Híbridos, Energias Renováveis, Otimização, Estratégias de Operação, Dimensionamento, Gestão de Energia.

ABSTRACT

To avoid premature failure of hybrid power systems for electricity generation (HPSEG) and to ensure the continuity of power supply with minimum intervention of users or utilities it is essential to evaluate the design, operation and management of the system correctly. This thesis presents optimization proposals for the stages of design, operation and management of HPSEG in microgrid configuration. An operational strategy is proposed, which aims to optimize the energy dispatch of the system, identifying the best relationship, considering technical and economic aspects, between load supply exclusively via renewable sources and battery bank or exclusively via generator set, and the battery bank being charged only by renewable sources or also by the generator set. An algorithm for sizing HPSEG is also developed, using genetic algorithms and simulated annealing, metaheuristic optimization techniques, aiming to present the best system configuration, in terms of equipment, that result in the best technical and economic feasibility for a given input, defined by the user. Finally, a system management model is proposed, considering tariffing and load control systems with the objective of ensuring an appropriate relationship between energy availability of the generation system and load demand. The operational strategy proposed combines the strategies of discontinued operation of the generator set, the critical load and the optimum contribution of generator to battery charging, and the results show that there is a decrease in the system's operational costs. Related to the sizing optimization, the proposed algorithm, when compared to other tools for the optimization of HPSEG, presents good results and is suitable for the Brazilian reality. The management model of the system proposes the establishment of consumption and demand limits suitable to the reality of isolated communities supplied by renewable generation systems and, if correctly applied, can help guarantee the system's sustainability.

KEYWORDS: Hybrid Power Systems, Renewable Energy, Optimization, Operational Strategies, Design, Energy Management

INTRODUÇÃO

As fontes renováveis de energia já atingiram, em escalas nacional e mundial, níveis de maturidade tecnológica que as tornam tecnicamente viáveis em uma vasta gama de aplicações. No entanto, em 2011, estimava-se que aproximadamente 1,3 bilhão de pessoas (18 % da população mundial) não possuía acesso a serviços de eletricidade, praticamente toda concentrada em países em desenvolvimento (IEA, 2013). No Brasil, apesar dos números globais não serem aparentemente tão ruins, já que na mesma época 97,8 % da população possuía serviços de energia elétrica prestados pelas distribuidoras (BRASIL, 2011b), se a análise se concentrar na população rural, este número cai para 89,7 % e, de forma ainda mais específica, se analisada a população rural da região Norte, atinge-se um número preocupante de apenas 61,5 % de domicílios atendidos.

No atual cenário nacional, em que a eletrificação via extensão de rede convencional atingiu praticamente todos os domicílios possíveis, a solução volta-se para a geração descentralizada com fontes renováveis. As decisões a serem tomadas são inúmeras, sendo quais fontes de geração a serem utilizadas e a forma de atendimento, se individual ou centralizado, as principais. Os aglomerados populacionais, em geral, apresentam como opção mais viável a geração centralizada com distribuição de eletricidade através de minirredes. O presente trabalho aborda de forma mais específica esta configuração, por dois motivos principais: o entendimento de que estes sistemas são fundamentais para que a eletricidade atinja toda a população brasileira, e os entraves técnicos, econômicos e regulatórios que estes sistemas ainda enfrentam nos dias de hoje.

Tais entraves são contraditórios, principalmente ao se analisar o recente desenvolvimento dos sistemas conectados à rede com fontes renováveis, em especial a solar fotovoltaica, de pequeno, médio e grande portes. Apesar de serem soluções que surgiram anos após a utilização de fontes renováveis em sistemas isolados, sua evolução foi muito mais acelerada e sua maturidade atual torna a questão econômica praticamente a única a ser discutida quando da implantação desses sistemas. Existem diversos motivos que ajudam a explicar a disparidade entre os dois tipos de sistemas, com um deles sendo a atual capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, amplamente superior à capacidade instalada em sistemas isolados.

São aqui citados três pontos considerados críticos para o desenvolvimento de sistemas isolados com fontes renováveis atendendo minirredes de distribuição: os requisitos de projeto, a operação do sistema, e sua gestão.

As questões principais associadas a cada um destes pontos são: quanto ao projeto, relacionar adequadamente a disponibilidade energética do sistema de geração às necessidades da carga, com razoabilidade de custos. Com relação à operação, avaliar a melhor estratégia de despacho de energia, quando da presença de grupos geradores a combustível. Por fim, quanto à gestão, compreender que a disponibilidade energética do sistema é finita e que o uso ineficiente e não racional das cargas, mesmo que por parte de poucos consumidores, pode resultar na falha do sistema e em consequente prejuízo a todos os usuários.

De uma forma geral, estes pontos estão diretamente relacionados. Fazendo uma analogia com sistemas individuais, chega-se às seguintes observações: os sistemas individuais possuem disponibilidade energética adequada a um único consumidor; ou seja, ele sabe o quanto pode utilizar de eletricidade em determinado período de tempo, sendo o único prejudicado caso exceda esse consumo. Sistemas com minirredes atendendo diversos consumidores são dimensionados para atender uma demanda global, independente do consumo de cada usuário e, por isso, devem ser dimensionados de forma ótima, para garantir a máxima disponibilidade energética com o menor custo possível.

A segunda observação: sistemas individuais não necessitam de estratégias de controle muito complexas, pois possuem geralmente uma única fonte e podem ser operados pelo próprio consumidor. Sistemas com minirredes, para garantir aumento de confiabilidade com menores custos envolvidos, devem possuir mais de uma fonte de geração, constituindo sistemas híbridos de geração. Tal configuração requer mecanismos de controle adequados para otimizar a operação do sistema, também minimizando custos.

Por fim, a terceira observação: em sistemas individuais, um único consumidor controla sua própria demanda, e esse consumidor, por assumir a posição de “dono” do sistema, busca garantir a maior disponibilidade possível de energia elétrica, controlando sua demanda para garantir atendimento contínuo de cargas prioritárias em horários prioritários. Sistemas com minirredes devem possuir mecanismos de gestão de demanda que não dependam unicamente dos consumidores, pois experiências do Grupo de Estudos e Desenvolvidos de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA) nas áreas de projeto, instalação, operação, manutenção e gestão de sistemas híbridos comprovam que, em

geral, poucos utilizam a energia disponível de forma exagerada e acabam por prejudicar muitos.

É na busca de soluções para estas questões que concentra-se a principal contribuição do presente trabalho: o estabelecimento de critérios de projeto de sistemas híbridos com fontes renováveis, atendendo minirredes de distribuição de energia elétrica, que vão desde a otimização do dimensionamento do sistema de geração, passando pelas estratégias de operação do sistema e, finalmente, chegando até a forma de utilização da energia elétrica gerada. As já citadas experiências do GEDAE/UFPA são utilizadas para fornecer indicativos de possíveis soluções para os problemas aqui expostos.

O trabalho é estruturado de forma que cada capítulo trata especificamente cada uma das principais questões abordadas. O Capítulo 1 expõe um panorama geral sobre configurações de sistemas de geração de eletricidade em regiões isoladas, apresentando tipos de atendimento, com destaque para suas características e para seus pontos positivos e negativos, e configurações de sistemas híbridos atendendo minirredes. Ao final do capítulo, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os temas abordados no desenvolvimento do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta tipos de estratégias de operação de sistemas híbridos, com a proposta de um modelo, adaptável à maioria dos casos, cujo principal objetivo é a determinação de um percentual ótimo de contribuição do grupo gerador no carregamento do banco de baterias, de forma a minimizar os custos globais de operação do sistema. Os testes com o modelo proposto apresentaram resultados satisfatórios, variando desde situações onde é mais viável que o grupo gerador, quando acionado, não contribua para o carregamento do banco de baterias, até situações onde esta contribuição não só deve existir, mas em percentual elevado, de forma a otimizar a curva de carga e descarga das baterias.

O Capítulo 3 apresenta o desenvolvimento de um algoritmo para otimização do dimensionamento do sistema, com o objetivo de encontrar soluções de integração entre as fontes de geração e demais equipamentos do sistema, de tal forma que a demanda seja satisfeita com minimização dos custos globais. Sistemas híbridos subdimensionados ocasionam normalmente duas situações: falhas constantes no atendimento à carga e/ou consumo excessivo de combustível, quando da presença de grupos geradores. Dada a complexidade do problema, técnicas meta-heurísticas são utilizadas para a otimização, apresentando bons resultados, com tempos de processamento inferiores aos apresentados por técnicas clássicas de otimização.

O Capítulo 4 apresenta proposta de modelo de gestão de sistemas híbridos atendendo minirredes de distribuição, buscando um compromisso entre a disponibilidade energética do sistema de geração e a demanda, inserindo estratégias de gestão energética que consideram formas de medição diferenciadas, como o pré-pagamento, e a própria limitação do uso da energia elétrica.

Por fim, são apresentadas as conclusões e propostas para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 1

Configurações de Sistemas de Geração de Energia para a Eletrificação de Localidades Isoladas

1.1. Considerações Iniciais

O desenvolvimento tecnológico de sistemas com fontes renováveis, aliado ao crescente número de opções de fontes de geração e topologias de sistemas, vem tornando a definição pela configuração mais adequada do sistema um dos principais indicadores de viabilidade técnica e econômica de projetos de sistemas de geração de eletricidade com fontes renováveis, para o atendimento de localidades isoladas. Sistemas com uma única fonte, híbridos, com geração individual, distribuída ou centralizada, são algumas configurações típicas, e que possuem particularidades que as tornam mais adequadas para cada caso. Tecnicamente, a disponibilidade de recurso primário de mais de uma fonte, ou a utilização de uma fonte dita de energia firme, como os grupos geradores a combustível, pode indicar como melhor opção a hibridização do sistema. Economicamente, a dispersão espacial de consumidores dentro de uma mesma comunidade pode indicar a opção por sistemas individuais como a mais viável.

Em se tratando da atual realidade brasileira, os sistemas individuais ainda são mais difundidos, e respondem pela maioria dos sistemas com fontes renováveis instalados e em operação no país. Isto se deve, principalmente, ao fato de tais sistemas apresentarem configuração mais simples. Sistemas híbridos com geração centralizada e distribuição de energia através de minirredes, ao contrário, apresentam configuração mais complexa, sujeita a características peculiares de cada instalação. Nestes sistemas as etapas de dimensionamento, operação e gestão são mais críticas, desde a definição da topologia do sistema, passando pela estratégia de operação adotada e, finalmente, chegando até o gerenciamento da carga.

O presente capítulo apresenta opções de atendimento com fontes renováveis em sistemas isolados, configurações de sistemas híbridos, um breve descritivo do problema central abordado, com suas respectivas soluções propostas, e uma revisão bibliográfica sobre estudos recentes na literatura nacional e internacional.

1.2. Opções de Atendimento

Historicamente, o Brasil possui uma matriz de energia elétrica predominantemente baseada em grandes centrais hidrelétricas. Do total de 126.755 MW de capacidade de potência instalada no Brasil no final de 2013, 86.019 MW são provenientes de geração hidráulica, de todos os portes, o que representa 67,9 % do total. Desta capacidade total hidráulica, as usinas hidrelétricas de energia (UHE, denominação dada às centrais com capacidade instalada superior a 30 MW) respondem por aproximadamente 94,3 % (BRASIL, 2014).

Tais números explicitam a vocação histórica do Brasil pela geração centralizada, onde grandes usinas, normalmente localizadas distante dos grandes centros, geram grandes quantidades de eletricidade e a transmitem por longas distâncias até chegarem aos sistemas de distribuição e, finalmente, aos usuários finais. Esta realidade corresponde ao modelo de sistema denominado no Brasil de Sistema Interligado Nacional (SIN).

Quando a alternativa pelos sistemas de geração centralizada e pelas longas linhas de transmissão é inviável, técnica ou economicamente, a opção também tradicional adotada no país é pela geração térmica baseada em combustíveis fósseis. Dados oficiais indicam que 79,6 % da geração isolada no Brasil é baseada neste tipo de geração. Do percentual restante, 20,4 % são provenientes de geração hidráulica e apenas 0,3 % a partir de geração térmica com combustíveis renováveis (BRASIL, 2014). Tais números expressam uma realidade típica da região Norte, onde está localizada a maioria dos sistemas isolados do Brasil (não conectados ao SIN).

Diversos fatores, dentre os quais destacam-se os técnicos, econômicos e ambientais, vêm mudando gradativamente esta realidade no Brasil, ainda que timidamente. A busca recente é pela utilização de fontes alternativas, que visam o aproveitamento local dos recursos primários disponíveis, aliado a custos operacionais razoáveis e a menores impactos ambientais.

No âmbito legislativo, aquele que pode ser considerado o primeiro passo para a mudança deste cenário foi a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, disposta pela Lei nº 10.438 (BRASIL, 2002), seguida pelo Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS” (LPT), instituído através do Decreto nº 4.873 (BRASIL, 2003). A obrigatoriedade do atendimento de energia elétrica à parcela da população brasileira que ainda não possui esse serviço público é a principal contribuição deste programa; porém, não a única. Em suas diversas versões, sendo a

mais recente a de novembro de 2011 (BRASIL, 2011c), o Manual de Operacionalização do LPT apresenta como contribuição a diversificação das formas de atendimento energético das regiões remotas do país. Indica, como opções de atendimento, sistemas de geração descentralizada com ou sem rede associada, baseadas em:

- Micro e minicentrals hidrelétricas (inclui hidrocinéticas);
- Pequenas centrais hidrelétricas;
- Pequenas centrais térmicas a diesel ou biomassa;
- Sistemas providos de energia solar ou eólica; e
- Sistemas híbridos, resultantes da combinação de duas ou mais das seguintes fontes primárias: solar, eólica, biomassa, hídrica e diesel.

Citando de maneira ainda mais específica os sistemas com fontes renováveis de energia, também foi publicado no âmbito do LPT o Manual de Projetos Especiais (BRASIL, 2013a), para nortear a execução de projetos ditos com características especiais, em localidades distantes das redes de distribuição existentes, de difícil acesso e com baixa densidade populacional. Nestes casos, o Manual indica como “imperativo o atendimento por meio de geração de energia elétrica descentralizada, utilizando fontes renováveis compatíveis com a realidade local, bem como a construção de pequenos trechos de redes de distribuição em tensões primária e/ou secundária – minirredes”. As opções tecnológicas destacadas neste Manual são semelhantes às apresentadas acima, constantes do Manual de Operacionalização do LPT, excluindo as opções por pequenas centrais hidrelétricas e centrais térmicas a diesel.

As dificuldades inerentes a um processo de universalização dos serviços de eletricidade em um país de dimensões continentais como o Brasil vêm adiando sistematicamente as metas do LPT. Aliado a isto, novas propostas, relacionadas a novos atos legislativos, vêm sendo lançadas e/ou aprimoradas, com o objetivo principal de garantir o cumprimento das metas. As que merecem maior destaque, e que são mais amplamente abordadas neste trabalho, são a Lei nº 12.111, de 2009 (BRASIL, 2009) e a Resolução Normativa nº 493, de 2012 (BRASIL, 2012a). A primeira dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos sistemas isolados, determinando que as distribuidoras de energia elétrica deverão atender à totalidade dos seus mercados de consumidores isolados por meio de licitação, na modalidade de concorrência ou leilão, a ser realizada, direta ou indiretamente, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A segunda estabelece os procedimentos e as

condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) e Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI). Apesar de relativamente recentes, estes dois documentos já apresentam relevante importância para a mudança no atual cenário de atendimento elétrico a localidades isoladas.

Muito antes dos atos legislativos citados, no entanto, já eram desenvolvidas no Brasil diversas ações no sentido de incentivar as instalações de sistemas com fontes renováveis no país, muitas delas voltadas para a eletrificação de comunidades isoladas da região Norte. Ações como o Programa do Trópico Úmido (PTU), que na década de 1990 fomentou diversos projetos de eletrificação com fontes renováveis na Amazônia, o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), instituído no ano de 1994, projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), cujos primeiros registros na região datam de meados da década de 1990, e projetos especiais das concessionárias, estabelecidos no âmbito do LPT mais recentemente, contribuíram para o aprendizado na área, minimização de erros em projetos futuros e qualificação de pessoal (VALE et al., 2012).

1.2.1. Sistemas Convencionais

O presente trabalho considera como sistemas convencionais aqueles baseados nas opções tradicionais citadas no item anterior: geração centralizada, com base na fonte hidráulica ou térmica a combustíveis fósseis, e geração isolada com base em sistemas térmicos a combustíveis fósseis, como única fonte de energia elétrica.

Iniciando pelo segundo caso, os sistemas exclusivamente térmicos com combustíveis fósseis são opções ainda hoje muito verificadas para o atendimento a sistemas isolados. Em muitos casos, para a eletrificação de pequenos aglomerados, os grupos geradores operam em período limitado de tempo, normalmente durante apenas 4 horas diárias, no período noturno. Isto ocorre por diversos motivos, sendo o mais importante a carência de recursos financeiros. Em função do período limitado a apenas 4 horas de funcionamento, este tipo de atendimento não é uma opção a ser considerada no âmbito do LPT, uma vez que o seu Manual de Operacionalização estabelece em seus critérios técnicos que os programas de atendimento devem obedecer regulamentação específica da ANEEL, sendo uma de suas exigências o período total mínimo de 8 horas diárias de fornecimento. A substituição total ou parcial do sistema térmico por fontes renováveis, garantindo continuidade do atendimento, é uma opção que vem sendo fortemente considerada no âmbito da universalização.

Em sistemas de maior porte, como aqueles que atendem sedes municipais, os grupos geradores operam em regime contínuo, suprindo as cargas em condições semelhantes às verificadas no SIN. Esta opção, que ainda é uma realidade verificada em diversos municípios da região Norte do Brasil, vem se tornando cada vez mais proibitiva, pelos altos custos envolvidos e pela necessidade cada vez maior de preservação do meio ambiente. Verifica-se uma tendência de substituição desses sistemas por outros com fontes renováveis, principalmente em locais onde a conexão ao SIN através da extensão de rede é economicamente inviável.

Voltando à primeira das opções de sistemas ditos convencionais, a geração centralizada, o acesso ao SIN através da extensão de redes elétricas é uma potencial solução para a universalização, sendo, muitas vezes, a mais viável economicamente. Porém, características particulares de alguns locais tornam a extensão de rede inviável. Dentre estas características, podem ser citadas as grandes distâncias à rede mais próxima, as populações muito dispersas e a presença de terrenos muito acidentados, com grandes áreas alagadas ou de preservação ambiental, no caminho mais curto entre a rede elétrica e o local a ser atendido. Estas são justamente as características apontadas pelo Manual de Projetos Especiais do LPT como aquelas que indicam a opção por sistemas com fontes renováveis.

Os custos de extensão de rede dependem, principalmente, da distância entre o ponto de conexão e o centro de carga a ser atendido e do porte da carga. Em sistemas de pequeno e médio portes, abordados com maior ênfase no presente trabalho, o tipo de rede a ser instalada, incluindo os materiais e equipamentos que as compõem, deve ser aquela de menor custo dentre as especificadas pelo Manual de Operacionalização do LPT. Dentre as características de redes indicadas no Manual, aquelas que devem ser verificadas na maioria dos sistemas de pequeno porte são redes elétricas monofásicas multiterradas (fase-neutro), bifásicas sem neutro, ou monofilares com retorno por terra (MRT), com condutores tipo aço zincado e postes e cruzetas de madeira. Demais materiais e equipamentos, como transformadores, isoladores, chaves fusível, para-raios, dentre outros, também compõem o custo total da rede a ser estendida. Em sistemas de médio porte, quando for o caso, podem ser previstas redes bifásicas com neutro e trifásicas.

1.2.2. Sistemas Individuais de Geração

Estes sistemas apresentam como configuração típica a presença de um único gerador para atender um ponto de consumo, que pode ser uma residência, um pequeno comércio, um centro comunitário, dentre outros. Apesar da classificação de sistema individual abranger

diversos tipos de fontes e configurações, em geral estes sistemas estão associados a fontes de geração renováveis que apresentam caráter intermitente, o que faz com que seja necessária a presença de sistemas de armazenamento e de condicionamento de potência, para realizar o controle da energia gerada e armazenada, assim como converter a energia elétrica gerada, usualmente em corrente contínua, para corrente alternada.

Nestes casos, os sistemas são denominados no Brasil de SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente), termo criado a partir da publicação da Resolução Normativa nº 83, de 2004, revogada e substituída pela Resolução Normativa nº 493, de 2012. Neste último documento, o SIGFI é definido como “sistema de geração de energia elétrica, utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê exclusivamente por meio de fonte de energia intermitente”, e é dividido em 6 classes de atendimento, conforme a disponibilidade energética mínima mensal do sistema. Algumas alterações significativas, relacionadas somente a sistemas do tipo SIGFI, trazidas pela Resolução nº 493, em comparação à Resolução nº 83, são:

- Inclusão de uma nova classe de atendimento, com disponibilidade mensal energética de 20 kWh;
- Possibilidade da distribuidora implantar sistema misto, com parte do atendimento sendo realizado em corrente alternada (c.a.) e parte em corrente contínua (c.c.), desde que as características da carga a ser atendida sejam adequadas a este tipo de fornecimento e que haja anuência do consumidor;
- Possibilidade da distribuidora adotar mecanismo que limite o consumo de energia elétrica e a demanda de potência, de acordo com os valores projetados para cada unidade consumidora.

A Tabela 1.1 apresenta as classes de atendimento previstas na legislação. Ressalta-se que a distribuidora pode fornecer disponibilidade mensal superior a 80 kWh, desde que seja garantida a autonomia mínima de 48 horas ao sistema.

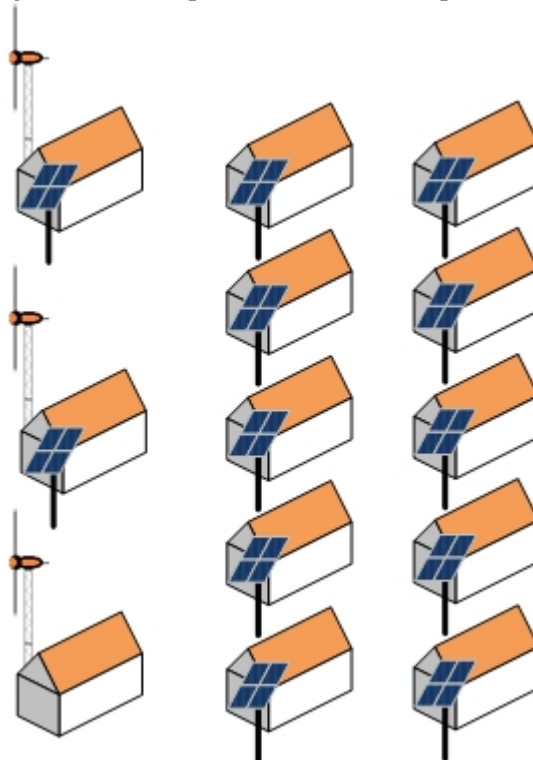
Tabela 1.1. Classes de atendimento previstas na Resolução nº 493, de 2012.

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo de referência (Wh/dia/UC)	Autonomia mínima (horas)	Potência mínima (W/UC)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
80	2.650	48	1.250

Fonte: BRASIL, 2012.

Apesar de não estar explícito na legislação as fontes possíveis de serem utilizadas em SIGFI, são consideradas em geral as fontes solar e eólica, operando como únicas fontes ou compondo sistemas híbridos. Exemplos destes tipos de sistemas são apresentados na Figura 1.1, onde são encontrados dez sistemas possuindo como única fonte a solar fotovoltaica (FV), dois híbridos FV-eólico, e um exclusivamente eólico.

Figura 1.1. Exemplos de sistemas do tipo SIGFI.



Fonte: Elaboração própria.

No Brasil praticamente todos os sistemas do tipo SIGFI instalados e em operação atualmente adotam a fonte solar FV como única fonte primária de geração, em função das características particulares de tal fonte, como a instalação simples e rápida, a modularidade, a necessidade básica de área descoberta para captação da radiação solar, dentre outras. Sistemas individuais com a fonte solar FV são usualmente chamados de sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFD).

Sistemas do tipo SIGFI mostram-se economicamente competitivos em regiões remotas onde a população local é dispersa. Nestes casos, a presença de uma rede elétrica elevaria bastante os custos do sistema, uma vez que sua extensão seria mais longa do que em locais com populações concentradas. Outro aspecto bastante favorável de sistemas individuais encontra-se na gestão por parte dos usuários. É notório o maior engajamento de consumidores de sistemas individuais na sustentabilidade dos mesmos, uma vez que os usuários assumem o papel de donos de seus próprios sistemas, comprometendo-se com a garantia de maior continuidade no atendimento, além da sustentabilidade futura, através do pagamento de taxas que preveem fundos para a manutenção dos sistemas, em especial a substituição das baterias ao final de suas vidas úteis.

Morales, Mocelin e Zilles (2012) apresentam análise do estado de 23 sistemas do tipo SFD, com características de SIGFI13, instalados no estado do Amazonas, após aproximadamente 78 meses de operação. O resultado da pesquisa indica que apenas 3 sistemas estavam totalmente inoperantes, em função de falhas no controlador de carga ou inversor de tensão. Dos 20 sistemas em operação, 8 apresentavam problemas no controlador, com o sistema operando com conexão direta dos módulos às baterias. Os usuários continuavam administrando o fundo de reposição financeira, já tendo havido pelo menos uma troca de baterias em todas as residências. O índice de satisfação dos usuários é alto, e novas residências instaladas no local após o projeto têm expectativa de receber um SFD. A conclusão da análise aponta para bons resultados gerais, apesar dos problemas verificados, principalmente levando-se em consideração que os próprios usuários são encarregados da gestão de seus SFDs.

Outros sistemas do tipo SIGFI instalados no Brasil, com tempo relativamente longo de operação, também reforçam aspectos positivos deste tipo de instalação, principalmente relacionados à gestão dos sistemas. Olivieri et al. (2010) avaliam os resultados do projeto piloto de Xapuri, no Acre, onde foram instalados, em 2007, 103 SFDs, que vêm sendo monitorados desde então. Os sistemas foram divididos em sistemas totalmente atendidos em

c.a. (SIGFI13), totalmente atendidos em c.c., e mistos (atendimento c.a. + c.c.). Nos primeiros 12 meses de operação, apenas 2 sistemas ultrapassaram o limite anual de duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), ambos devido a falhas no inversor. Vale ressaltar que os resultados deste projeto piloto, principalmente relacionados às falhas, às perdas e à elevação de custos impostas pelos inversores aos sistemas, impactaram fortemente na alteração inserida na Resolução nº 493, possibilitando a instalação de sistemas mistos. A análise do modelo de gestão, sob responsabilidade da distribuidora, indica a necessidade de descentralização dos serviços de atendimento ao cliente.

Destacam-se também distribuidoras de energia do Brasil que já adotam a opção por sistemas individuais, do tipo SIGFI, em suas rotinas de atendimento, desde que esta opção se mostre como a mais viável dentre as disponíveis. Neste contexto, a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba) há vários anos vêm desenvolvendo ações que visam o estabelecimento de procedimentos para inserção de sistemas individuais, baseados na fonte solar FV, em suas operações normais. A Cemig, que até março de 2008 havia atendido 1.700 residências e 300 escolas através de sistemas FV, já tem inseridos na rotina operacional da empresa diversos procedimentos especificamente relacionados ao atendimento via SIGFI, dentre os quais destacam-se: presença no estoque da empresa de todos os materiais e equipamentos, com suas devidas codificações, necessários a novas instalações ou a manutenções de sistemas FV; cadastramento e identificação, em seu sistema de geoprocessamento, de todos os clientes individuais, o que possibilita respostas mais rápidas aos chamados realizados pelos clientes; e adequação de novas rotinas, metodologias e materiais às novas necessidades, como treinamento e capacitação de funcionários e aparelhamento de equipes (CASSINI et al., 2010).

A Coelba, que também já tem sua estrutura plenamente adaptada para a execução de etapas de instalação, manutenção e gestão de sistemas FV, instalou de 2005 ao final de 2010, após a publicação da Resolução nº 83, 20.770 sistemas do tipo SIGFI com a fonte FV em sua área de concessão (SILVA FILHO, 2010). Vale ressaltar que a distribuidora já executava instalações de SFD antes mesmo da publicação da Resolução que estabeleceu os padrões de atendimento via SIGFI.

1.2.3. Sistemas com Geração Centralizada e Minirrede

Sistemas com geração centralizada e minirrede apresentam como configuração típica a presença de uma ou mais fontes de geração, instaladas de forma centralizada, entregando a energia gerada aos pontos de consumo através de uma minirrede de distribuição de energia.

Podem possuir, ou não, um sistema de armazenamento, e apresentam componentes de condicionamento de potência mais sofisticados, de forma a garantir a operação conjunta das fontes, no caso de sistemas híbridos, assim como a entrega ao consumidor final de energia com qualidade.

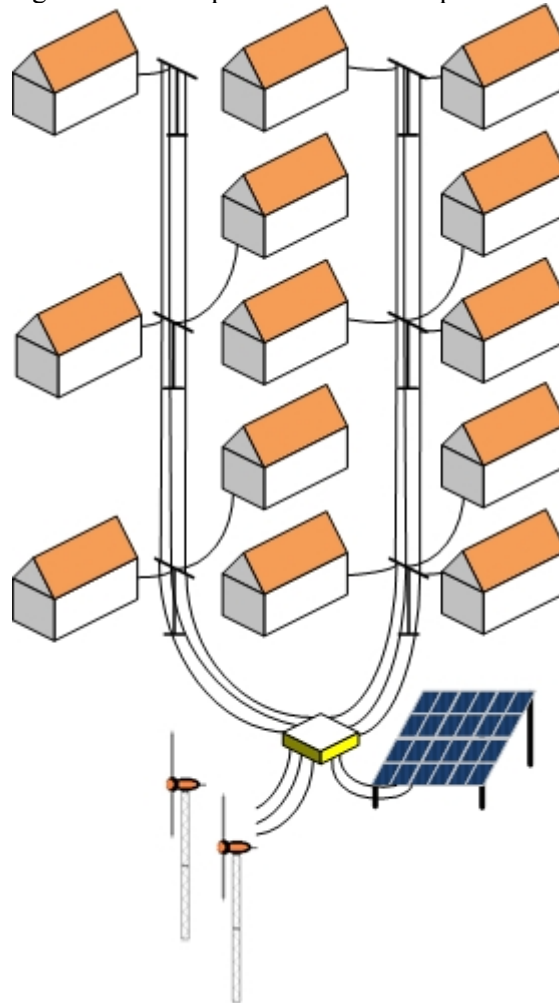
No Brasil estes sistemas são atualmente denominados de MIGDI (Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica), termo criado em 2012 a partir da publicação da Resolução Normativa nº 493. As classes de atendimento são as mesmas consideradas para os SIGFI, apresentadas na Tabela 1.1; porém, para sistemas do tipo MIGDI o atendimento misto (c.a. + c.c.) não é permitido. Outras características apresentadas para os SIGFI também são válidas para os sistemas centralizados. No caso específico destes sistemas, a legislação prevê possibilidade de fornecimento em período diário reduzido, desde que observado o limite mínimo de 8 horas diárias, consecutivas ou divididas em até dois períodos. Esta possibilidade, aliada à alternativa de adoção de mecanismo de limitação do consumo de energia e da demanda de potência das unidades consumidoras, traz um novo panorama aos sistemas isolados, tema discutido no Capítulo 4 deste trabalho.

A Figura 1.2 apresenta um exemplo de sistema do tipo MIGDI, onde as fontes solar fotovoltaica e eólica são integradas de forma a compor um sistema híbrido que atende as residências através de uma minirrede.

Em locais isolados com populações concentradas, sistemas centralizados apresentam vantagens com relação aos individuais, mais evidentes ainda à medida que o número de consumidores a serem atendidos aumenta e quando há maior criticidade no atendimento, caso em que sistemas centralizados podem prever a adição de uma fonte de emergência de energia firme, como os grupos geradores a combustível, utilizados para suprir momentos de ausência de geração renovável e garantir a continuidade do fornecimento.

Esta configuração de sistema é objeto principal de estudo do presente trabalho, sendo apresentados de forma mais abrangente os diferentes tipos de configurações de sistemas centralizados no próximo item.

Figura 1.2. Exemplo de sistema do tipo MIGDI.



Fonte: Elaboração própria.

1.3. Configurações de Sistemas com Geração Centralizada Atendendo Minirrede

Sistemas com geração centralizada atendendo minirredes, denominados de MIGDI, podem possuir uma única fonte ou duas ou mais fontes, neste caso compondo um sistema híbrido para geração de eletricidade (SHGE). Apesar de sistemas híbridos apresentarem, em geral, maiores requisitos de condicionamento e controle de potência do que sistemas com uma única fonte, em função da necessidade em se operar coordenadamente as fontes de energia, as configurações dos sistemas são muito semelhantes. Por considerar a configuração híbrida mais abrangente, o presente trabalho, a partir deste ponto, trata de sistemas híbridos, ressaltando que a utilização de uma única fonte pode ser facilmente adaptada, sendo considerada um caso particular da configuração híbrida.

SHGEs podem ser conceituados como sistemas que possuem duas ou mais fontes de geração, operando de forma coordenada para garantir máximo desempenho do sistema. Tais sistemas podem ser compostos por diversas fontes de geração, com ou sem a presença de um

sistema de armazenamento, e com a presença de elementos de condicionamento de potência para realizar os procedimentos de intercâmbio de energia entre a geração e a carga.

Pela diversidade de opções de componentes possíveis em um SHGE, principalmente relacionados às fontes primárias de geração, são aqui abordados sistemas híbridos que integram as fontes intermitentes solar FV e eólica com uma fonte de energia firme, os grupos geradores a combustível. Compõem o sistema um banco de baterias, como opção para armazenamento de energia, e equipamentos de condicionamento de potência, como inversores de tensão, retificadores e controladores de carga. Esta integração entre fontes renováveis intermitentes e grupos geradores a combustível tem se mostrado bastante interessante, uma vez que confere um alto grau de confiabilidade ao sistema, além de maximizar seu desempenho e reduzir os custos. O banco de baterias também é importante para suprir situações de transientes de carga, onde a atuação do grupo gerador seria bastante onerosa e pouco justificável.

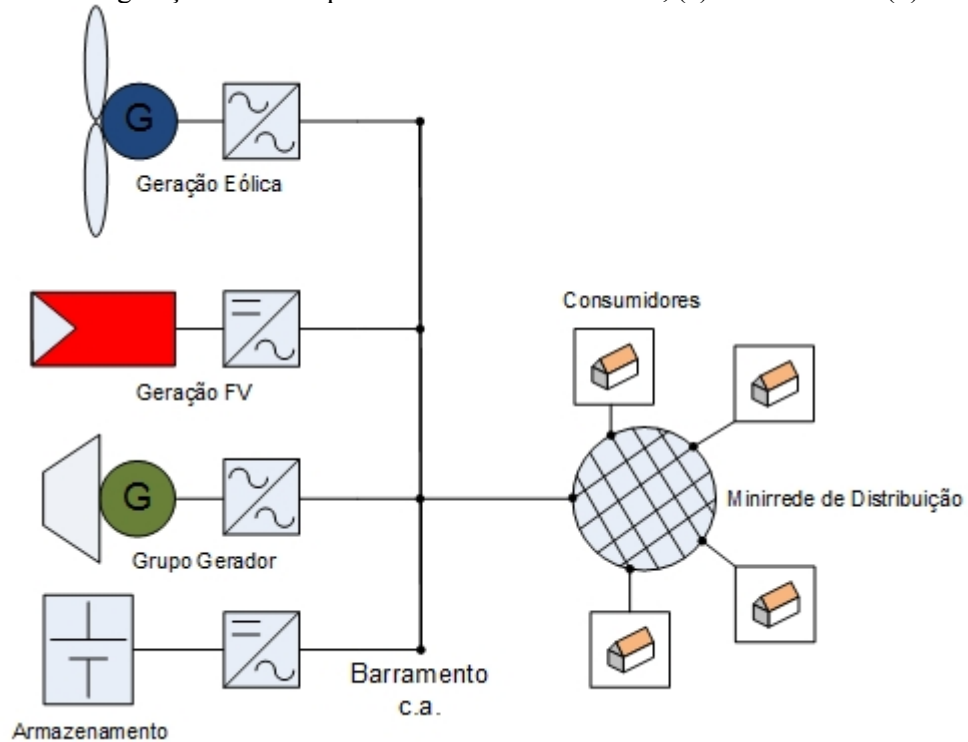
Vale ressaltar que outros componentes podem ser adicionados ao sistema, assim como alguns dos citados acima podem ser retirados. Isso depende da disponibilidade de recursos energéticos no local, da configuração do sistema e da estratégia de operação adotada.

Os componentes aqui considerados podem ser dispostos em três configurações básicas: com acoplamento no barramento de corrente alternada (c.a.), com acoplamento no barramento de corrente contínua (c.c.), e com configuração mista, com acoplamento nos barramentos c.a. e c.c.

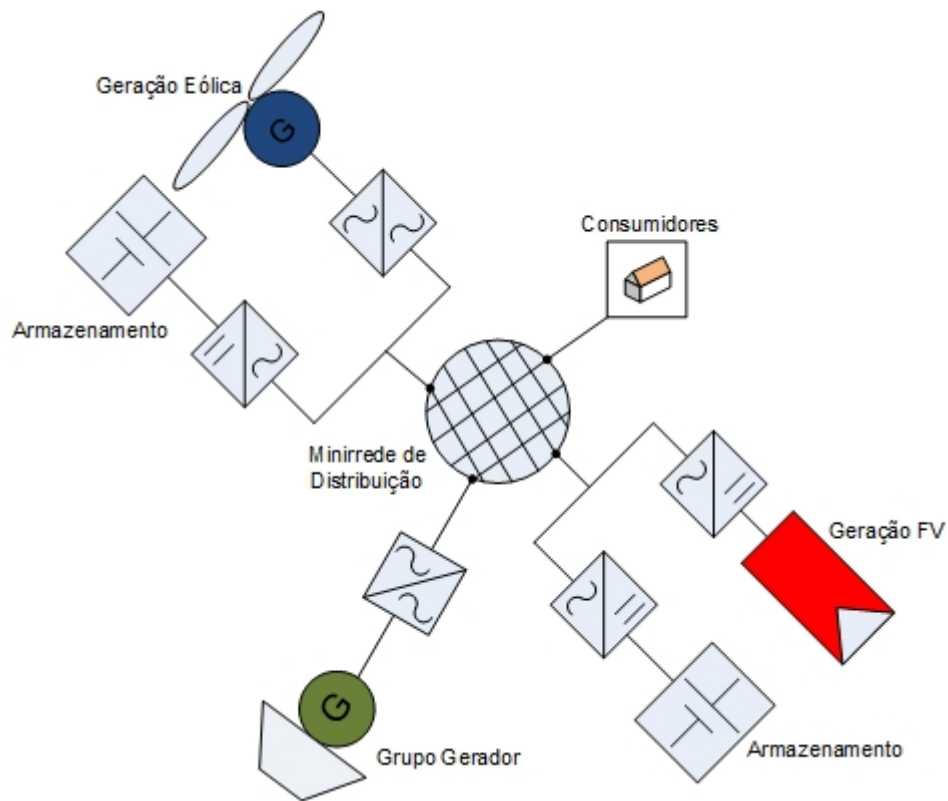
Sistemas com acoplamento c.a. são aqueles onde todos os geradores estão conectados ao barramento c.a. Podem ser classificados como centralizados ou distribuídos. Os primeiros são aqueles onde todos os geradores são conectados a um barramento c.a. único antes da conexão à rede, e os segundos são aqueles conectados diretamente à rede em múltiplos pontos (OMARI et al., 2007). Os dois tipos de configurações com acoplamento c.a. são apresentados na Figura 1.3.

Os sistemas centralizados apresentam como principal vantagem a sua robustez, devido ao fato de serem mais facilmente controlados que os distribuídos. Já estes últimos são mais comumente verificados em sistemas de maior porte, pois necessitam de controles mais sofisticados (VANDEMBERGH et al., 2001).

Figura 1.3. Configurações com acoplamento no barramento c.a., (a) centralizada e (b) distribuída.



(a)



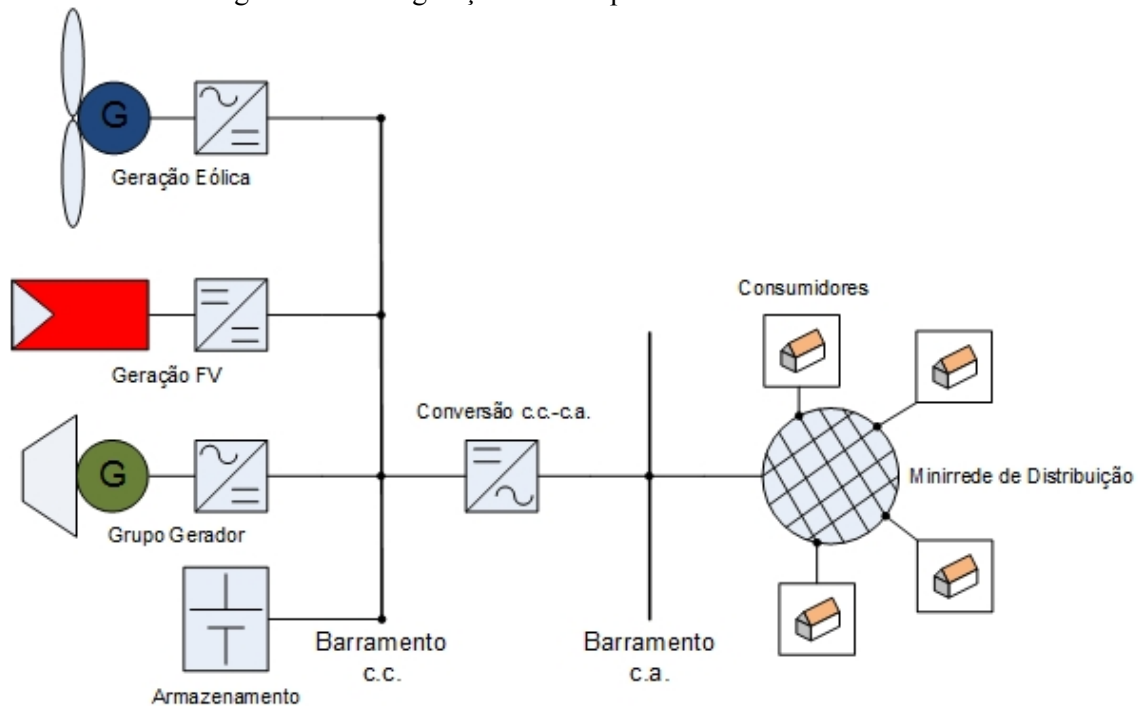
(b)

Fonte: Elaboração própria.

A configuração com acoplamento c.c., ao contrário da anterior, apresenta seus equipamentos de geração conectados a um barramento c.c. Quando da presença de sistemas de armazenamento, nesta configuração todos os geradores entregam a energia para este

sistema, via controladores ou retificadores. A energia armazenada é, então, entregue à rede via um sistema de conversão c.c.-c.a., o inversor de tensão. A Figura 1.4 apresenta um exemplo desta configuração. Sua grande desvantagem é o fato de parte da energia gerada, inclusive pelo grupo gerador a combustível, passar pelo sistema de armazenamento, reduzindo a eficiência global do sistema (DEHBONEI; NAYAR; CHANG, 2003).

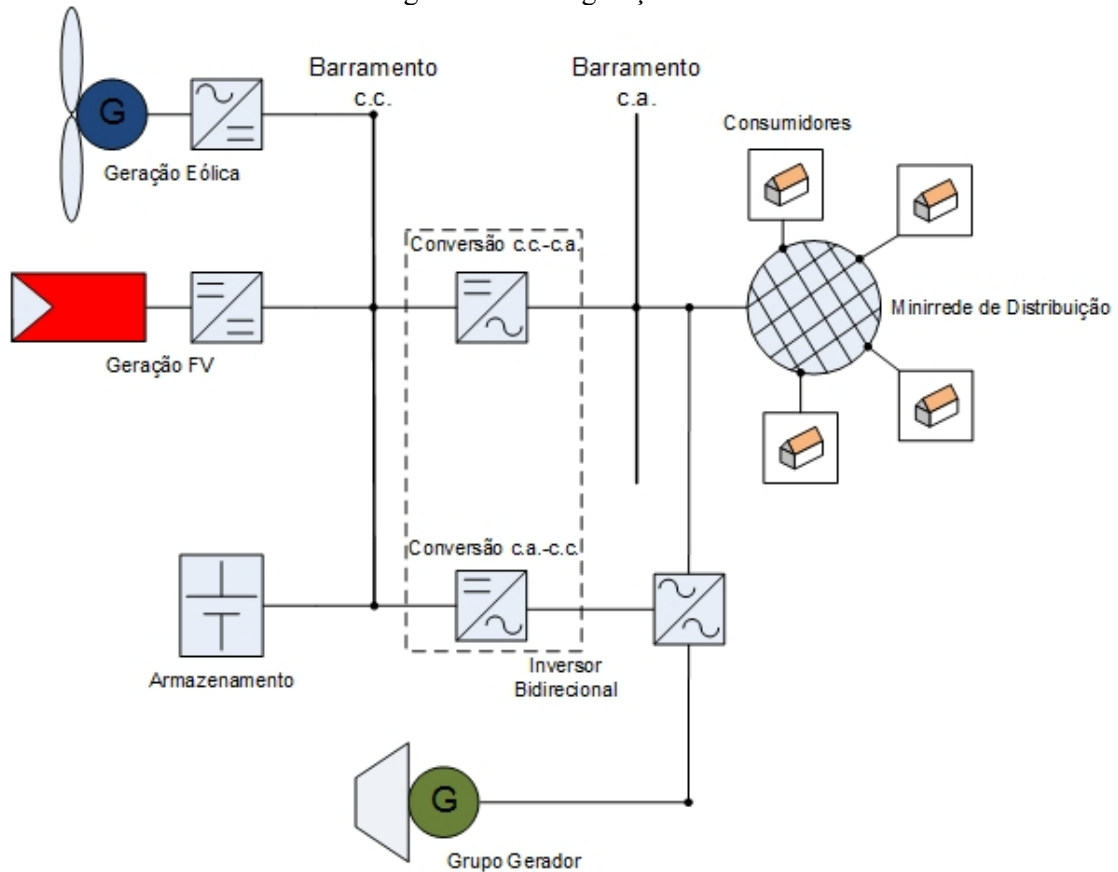
Figura 1.4. Configuração com acoplamento no barramento c.c.



Fonte: Elaboração própria.

A terceira configuração, a mista, apresenta parte dos equipamentos acoplados ao barramento c.c. e parte ao barramento c.a. Esta configuração tem a capacidade de agregar as vantagens das duas outras, minimizando suas desvantagens. A Figura 1.5 apresenta um dos esquemas possíveis para esta configuração, onde o grupo gerador a combustível está conectado ao barramento c.a., através de seu conversor, que é normalmente uma unidade de supervisão em corrente alternada (USCA), e também ao barramento c.c., através de um retificador. Na maioria dos casos, o retificador é integrado com o inversor, resultando em um inversor bidirecional, capaz de injetar energia proveniente da fonte c.a. no sistema de armazenamento, assim como converter a energia armazenada em energia própria para a utilização de cargas c.a. (DEHBONEI; NAYAR; CHANG, 2003).

Figura 1.5. Configuração mista.



Fonte: Elaboração própria.

A configuração com acoplamento c.c. foi a primeira a ser aplicada a sistemas híbridos instalados no Brasil, principalmente pela sua simplicidade. Atualmente, apesar do ainda pequeno número de sistemas centralizados instalados no país, já nota-se preferência pela configuração mista, com alguns indicativos de que a configuração com acoplamento c.a. distribuída tende a apresentar utilização crescente, principalmente associada ao avanço tecnológico dos dispositivos de condicionamento de potência.

Cada tipo de configuração pode ser aplicada aos mais variados casos, com a decisão devendo ser tomada principalmente com base em suas vantagens e desvantagens, que devem ser avaliadas individualmente para cada instalação. No atual estágio de desenvolvimento desses tipos de sistemas no Brasil, as configurações adotadas em sistemas comerciais devem priorizar, inicialmente, a simplicidade, visando ao aumento da confiabilidade, com menor intervenção possível do usuário. No mundo, diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos no sentido de apresentar aspectos positivos e negativos de configurações de sistemas híbridos (BAUER; WELDEMARIAM; RAIJEN, 2011; DEHBONEI; NAYAR; CHANG, 2003; NEHRIR et al., 2011; OMARI et al., 2007; VANDEMBERGH et al., 2001; WANG et al., 2010).

Em geral, a escolha da mais adequada dentre as diferentes configurações depende dos tipos de fontes e das cargas que irão compor o sistema. Se houver predominância de fontes de geração e cargas c.c., a configuração com acoplamento c.c. pode ser a mais indicada; se houver predominância de fontes e cargas c.a., a configuração com acoplamento c.a. passa a ser a mais indicada; e, por fim, se as fontes e cargas forem mescladas com operação c.c. e c.a., a configuração mista tende a ser a mais indicada (NEHRIR et al., 2011).

1.4. Apresentação do Problema

Das opções de atendimento a sistemas isolados apresentadas neste capítulo, é notório que o Brasil preferiu, ao longo dos anos, as opções ditas convencionais. Das metas do programa de universalização inicialmente estipuladas, praticamente todas aquelas que puderam ser atendidas via extensão de rede foram realizadas desta forma. O atual momento indica que esta opção tende a se tornar inviável, principalmente em função das condições de extremo isolamento das localidades ainda desassistidas, associadas a condições de acesso muito difíceis, o que torna a extensão de rede bastante onerosa. Tais localidades estão em sua maioria localizadas na região Norte do país.

Quando a opção por sistemas com fontes renováveis se mostra mais viável, a realidade atual do país indica ampla preferência das distribuidoras por sistemas individuais, do tipo SIGFI. Como já citado, as empresas que mais instalaram sistemas com fontes renováveis, a Cemig e a Coelba, já possuem domínio relevante em instalações individuais, mas com pouca ou nenhuma aplicação de sistemas centralizados. Apesar das vantagens de sistemas do tipo SIGFI, há situações onde sistemas centralizados são consideravelmente mais viáveis, tanto técnica quanto economicamente.

No Brasil, sistemas isolados com características de MIGDI, particularmente na região Amazônica, foram alvo de estudos de projetos de P&D durante vários anos, com início na primeira metade da década de 1990. Alguns sistemas, com diferentes configurações, pontos de sucesso e insucesso, modelos de gestão distintos, dentre outras características, foram instalados nos estados do Amapá, Maranhão, Pará e Rondônia (PINHO et al., 2008; RIBEIRO et al., 2009). Estes projetos contribuíram fortemente para o aprendizado com estes tipos de sistemas, sendo seus aspectos positivos e negativos até hoje tomados como referência para o desenvolvimento de outros sistemas.

Os primeiros sistemas centralizados com fontes renováveis instalados pelas distribuidoras, com características de atendimento adequadas ao programa de universalização,

surgiram há poucos anos, após o lançamento da primeira versão do Manual de Projetos Especiais, através da Portaria nº 60, de 12 de fevereiro de 2009. O primeiro projeto concebido neste âmbito, intitulado “12 miniusinas” e sob responsabilidade da distribuidora de energia Eletrobras Amazonas Energia, teve início após a publicação da Resolução Autorizativa nº 2.150, de 4 de novembro de 2009. Atualmente estão em operação 12 miniusinas cuja única fonte é a solar FV, atendendo 222 unidades consumidoras (UC) de 6 diferentes municípios amazonenses, com um total de 162 kW de capacidade instalada e 5.929 m de extensão de minirredes. Ressalta-se ainda que a Resolução Autorizativa nº 2.150 inicialmente aprovou a instalação de 13 miniusinas; porém, uma foi excluída do projeto, em função de estar em processo de mobilização de área. A resolução também autorizou a implantação de medição com pré-pagamento nestes sistemas (MATOS, 2011).

A distribuidora de energia do Pará, Celpa, também teve liberação, através da Resolução Autorizativa nº 1.822, de 3 de março de 2009, para implantação do projeto “Araras”, que possibilitou o atendimento de 78 UCs de 4 diferentes regiões da Ilha de Araras, localizada no município de Currealinho, pertencente à ilha do Marajó, estado do Pará. O diferencial deste projeto é que, dos 4 sistemas implantados, um deles é híbrido, contando com as fontes solar FV, eólica e diesel. Os outros 3 possuem apenas a fonte solar FV. O projeto também adotou o pré-pagamento como forma de tarifação nas comunidades (PINHEIRO, 2011).

A comunidade Ilha Grande, localizada no município de Humberto de Campos, estado do Maranhão, também possui instalado um sistema de geração com minirrede, do tipo híbrido solar FV-diesel, sistema sob responsabilidade da distribuidora de energia elétrica do estado, a Cemar. O sistema está registrado no banco de dados da ANEEL, com potência outorgada da geração FV de 30,87 kW.

Na transição dos projetos especiais para os projetos atendidos no âmbito da Lei nº 12.111, de 2009, a Celpa realizou, em 2013, leilão para contratação de suprimento de energia elétrica à Reserva Extrativista Verde para Sempre, no município de Porto de Moz, estado do Pará, para o atendimento de 1.422 UCs, sendo 220 atendidas por 11 miniusinas (10 contando somente com a fonte FV e 1 híbrida, com as fontes FV e diesel) e 1.202 atendidas através de SIGFI.

Os dados aqui apresentados, ainda que de forma resumida, indicam que sistemas centralizados com fontes renováveis atendendo minirredes encontram-se em estágio de desenvolvimento muito inicial no Brasil. O problema aqui exposto, cuja solução pretende-se

apresentar no desenvolvimento deste trabalho, justifica este baixo nível de desenvolvimento destes tipos de sistemas. Os principais problemas verificados são:

- Sistemas centralizados apresentam dimensionamento mais complexo do que sistemas individuais, uma vez que para os primeiros devem ser consideradas características de diferentes consumidores, que normalmente apresentam perfis de consumo consideravelmente distintos;

- Os sistemas centralizados, especialmente os híbridos, devem adotar estratégias de operação mais complexas, buscando otimizar o aproveitamento das fontes renováveis, gerenciar corretamente o nível de carga do sistema de armazenamento e, em sistemas que possuam grupos geradores a combustível, minimizar sua utilização, ao mesmo tempo garantindo atendimento pleno à carga;

- A gestão ideal de sistemas centralizados ainda é desconhecida. O modelo individual, onde cada consumidor tem responsabilidade direta apenas sobre o seu sistema, é consideravelmente mais simples. O atendimento de várias unidades por um único sistema leva a situações extremas, onde um único consumidor pode, caso utilize a energia de forma pouco racional, prejudicar o atendimento da comunidade como um todo.

Objetivando a proposição de possíveis soluções para os problemas acima identificados, este trabalho aborda aspectos de projeto, operação e gestão de sistemas centralizados para a eletrificação de regiões remotas com fontes renováveis atendendo minirredes de distribuição de energia.

1.5. Revisão Bibliográfica

Estudos sobre estratégias de operação, dimensionamento ótimo de sistemas e gestão de sistemas isolados com fontes renováveis vêm sendo objeto de pesquisas no mundo inteiro. Algumas dessas pesquisas apresentam relevantes contribuições ao presente trabalho, algumas tendo sido marcos de desenvolvimento em suas épocas. A seguir, são divididas por assunto e brevemente comentadas, sendo apresentadas suas contribuições e resultados mais expressivos.

1.5.1. Estratégias de Operação

Barley e Winn (1996) apresentam um amplo estudo sobre estratégias de operação em sistemas híbridos do tipo eólico-diesel, mas que podem ser aplicados a outros tipos de sistemas híbridos, apontando para os seguintes resultados: uma estratégia de descarga das baterias (“frugal discharge”), combinada com uma dentre duas estratégias de carga das

baterias, chamadas aqui de “diesel atende somente à carga” (“load-following”) e “diesel atende à carga e carrega as baterias” (“maximum power/minimum run time”), são as mais efetivas economicamente dentre todas as estratégias de operação não preditivas possíveis. Esta conclusão é alcançada ao se comparar as estratégias citadas com uma estratégia preditiva ideal. Dentre as duas estratégias de carga, resultados apontam para a “diesel atende à carga e carrega as baterias” como a mais eficaz, se o custo do combustível for alto quando comparado com o custo de depreciação das baterias, e se a potência do grupo gerador for muito maior que a carga média. A estratégia “diesel atende somente à carga” é a mais eficaz se ambas as condições forem contrárias. As duas estratégias também são diretamente influenciadas pelo percentual de penetração da fonte renovável.

Ashari e Nayar (1999) apresentam estratégias de operação para um sistema híbrido solar FV-diesel utilizando pontos de regulagem (*set-points*) otimizados para a entrada em operação e parada de grupos geradores a diesel, objetivando a minimização dos custos globais do sistema. As entradas e saídas do sistema, monitoradas em tempo real, são: demanda, potência fotovoltaica, tensão das baterias, nível de potência operacional do grupo gerador e do inversor (entradas); e partidas e paradas do grupo gerador, do modo paralelo, do inversor e do carregador de baterias, e nível de potência operacional do inversor e do carregador (saídas). Os resultados indicam que a estratégia ótima proposta alcança valores bem próximos aos da estratégia preditiva ideal.

Pinho et al. (2004) propõem um sistema baseado em lógica difusa para o controle da operação de sistemas híbridos do tipo eólico-diesel. As estratégias adotadas são baseadas em três parâmetros: o estado de carga do banco de baterias, a carga demandada, e a relação entre a energia gerada pela fonte renovável e a demandada pela carga. Com base nos dados de entrada monitorados a cada intervalo de tempo, o sistema de inferência difuso aponta para uma, dentre três estratégias, como a mais indicada. As estratégias são: sistema eólico atende à carga, diesel atende somente à carga, e diesel atende à carga e carrega as baterias.

Bagen e Billinton (2005) apresentam uma técnica de simulação sequencial para avaliação de diferentes estratégias de operação de sistemas híbridos isolados. É indicada a opção por sistemas híbridos com fontes renováveis e com a presença de múltiplas unidades de grupos geradores a diesel. Tais sistemas podem ser operados em 4 modos: operação contínua do sistema a diesel sem armazenamento de energia, operação contínua do sistema a diesel com armazenamento, operação intermitente do sistema a diesel sem armazenamento de energia, e operação intermitente do sistema a diesel com armazenamento. Resultados indicam

que sistemas híbridos contando com as fontes solar, eólica e diesel, com armazenamento de energia, apresentam maior confiabilidade que sistemas com apenas duas fontes e sem armazenamento.

Hauschild (2006) apresenta o estudo de três diferentes configurações de sistemas híbridos solar FV-eólico-diesel, compondo doze estratégias de operação distintas. As configurações do sistema são: sem retificação, com retificação e grupo gerador a diesel ligado ao barramento c.c., e com retificação e grupo gerador ligado à minirrede. As duas estratégias são a chamada de “estado de carga” e esta combinada com a de “potência crítica”, com o sistema operando ininterruptamente, ou operando apenas 12 h/dia. Os resultados, obtidos para dois casos-teste com dados reais, apontaram para o sistema com retificação e diesel ligado à minirrede como aquele que apresentou melhores respostas. A estratégia adotada apresentou resultados distintos para os dois casos estudados, além de ser comprovado que, em função do perfil de carga, a operação durante 12 h/dia não é interessante.

Omari et al. (2007) desenvolvem uma estratégia de controle em tempo real aplicada a sistemas híbridos do tipo solar FV-eólico-diesel em configuração com acoplamento no barramento c.c. Três diferentes níveis de controle são aplicados: unidade de gerenciamento de carga, que avalia as condições meteorológicas e os parâmetros da carga para determinar o percentual de participação de cada fonte; unidade de despacho de carga, que determina a corrente total a ser entregue ao barramento c.c., e unidades de controle individual, que controlam cada fonte de forma individual. Estes controladores, atuando em conjunto, operam o sistema de modo a atender duas principais estratégias: o atendimento direto das fontes renováveis ao banco de baterias e à carga, e o atendimento à carga somente pelo gerador a diesel ou por este e pelo banco de baterias. No segundo caso, o gerador a diesel pode ser operado de acordo com duas estratégias: estratégia de acionamento gradual, onde o gerador é acionado quando o banco de baterias atinge um estado de carga levemente superior ao seu mínimo, e a potência do gerador é elevada de forma gradual; e estratégia de acionamento imediato, onde o gerador a diesel é acionado de imediato para conter situações de aumentos súbitos da carga e/ou reduções súbitas de geração renovável.

Gupta, Saini e Sharma (2011) apresentam um algoritmo de controle ótimo baseado em estratégias de despacho combinadas, com o objetivo de minimizar os custos e a participação dos geradores a diesel em sistemas híbridos. As variáveis de controle são: disponibilidade do recurso renovável, demanda total da carga, restrições operacionais do gerador a diesel e a gestão energética do banco de baterias. São consideradas 5 estratégias de despacho: carga da

bateria, descarga da bateria, grupo gerador atende somente à carga, grupo gerador atende à carga e carrega as baterias, e grupo gerador opera somente a plena carga. Considera-se que o sistema de controle proposto é capaz de estimar o estado de carga das baterias e a energia resultante (energia gerada pelas fontes renováveis menos a solicitada pela carga) em qualquer instante da simulação, desta forma podendo indicar a estratégia de despacho considerada ideal, de acordo com os valores verificados.

Bauer, Weldemariam e Raijen (2011) apresentam um estudo sobre configurações de sistemas híbridos e estratégias de gerenciamento de energia. Com relação às configurações, aquela com acoplamento misto é indicada como a que resulta nas maiores eficiências individuais de cada fonte de geração no sistema, no caso a solar FV, eólica e gerador a diesel. Em se tratando de estratégias de gerenciamento, são avaliadas 11 diferentes estratégias, com as conclusões indicando que o maior impacto ambiental está associado às estratégias que priorizam a utilização do gerador a diesel, o maior custo de investimento está associado às estratégias que priorizam as fontes renováveis, e o maior custo operacional está associado às estratégias que priorizam a utilização do gerador a diesel.

Abedi et al. (2012) propõem uma estratégia de gerenciamento de energia, baseada em lógica difusa, atuando de forma conjunta com um método de dimensionamento ótimo, aplicada a um sistema híbrido isolado contendo aerogeradores, módulos FV, células a combustível, eletrolisadores, tanques de hidrogênio, baterias e geradores a diesel. O objetivo da estratégia é a minimização simultânea dos custos totais do sistema, da emissão de poluentes e da parcela de carga não atendida, considerando as incertezas associadas às fontes renováveis. O estudo define níveis prioritários mensais de carga e descarga dos elementos de acumulação, baterias e eletrolisador, neste caso, de forma a satisfazer plenamente a carga com mínima operação do grupo gerador a diesel.

Dursun e Kilic (2012) apresentam diferentes estratégias de operação aplicadas a um sistema híbrido real instalado na Turquia, do tipo solar FV-eólico-célula a combustível, esta última atuando como fonte reserva, desempenhando papel semelhante ao de grupos geradores a combustível em outras aplicações. Os principais fatores de decisão das estratégias de gerenciamento de carga são o nível de penetração das fontes renováveis e o estado de carga do banco de baterias. Elas determinam basicamente como a célula a combustível e o banco de baterias irão operar em situações de geração renovável excedente ou insuficiente para atender à carga. A estratégia indicada é aquela que aponta para a alimentação do eletrolisador da célula sempre que há excedente de geração renovável, o que impede situações de sobrecarga

do banco de baterias, além de elevar a eficiência global do sistema para valores entre 80 e 85 %, superiores a de outros sistemas estudados.

1.5.2. Dimensionamento Ótimo

Dufo-López e Bernal-Agustín (2005) desenvolveram o programa HOGA (*Hybrid Optimisation by Genetic Algorithms*, ou Otimização de Sistemas Híbridos através de Algoritmos Genéticos) para definição da configuração ótima de sistemas FV-diesel. Os resultados apresentados pelo programa são: quantidade e modelo dos módulos FV, quantidade e modelo das baterias, potência do inversor, potência do grupo gerador a diesel, estratégia de controle ótimo com seus parâmetros, valor presente total do sistema com diferentes custos relativos, como o custo de combustível e, por fim, o número de horas de operação anuais do grupo gerador. Resultados de simulações no HOGA apontam para o sistema híbrido FV-diesel mais competitivo economicamente que sistemas exclusivamente FV e exclusivamente a diesel, além de apresentarem resultados ligeiramente mais eficazes quando comparado a outro consagrado programa de otimização, o HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*, ou Modelo Híbrido de Otimização para Fontes Renováveis de Energia), desenvolvido pelo Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL, do inglês *National Renewable Energy Laboratory*).

Bernal-Agustín, Dufo-López e Rivas-Ascaso (2006) propõem um método de otimização de sistemas híbridos FV-eólico-diesel com aplicação do algoritmo evolucionário “Strenght Pareto”, onde o dimensionamento do sistema e a estratégia de operação são otimizados com o objetivo de minimizar os custos globais do sistema e a emissão de poluentes. A grande vantagem deste método é a possibilidade de se solucionar problemas multiobjetivos, alcançando valores ótimos para objetivos conflitantes entre si. O projetista pode, através dos resultados gerados pelo programa, escolher a configuração que seja mais adequada às suas expectativas, se custo mínimo com máxima emissão de poluentes, se custo máximo com mínima emissão, ou valores intermediários.

Koutroulis et al. (2006) apresentam uma metodologia para o dimensionamento ótimo de sistemas híbridos FV-eólico utilizando algoritmos genéticos. O método de otimização sugere, entre uma série de equipamentos comercialmente disponíveis, as quantidades e os modelos daqueles que tornam o sistema mais viável economicamente em um horizonte de vinte anos, garantindo atendimento pleno e ininterrupto à carga. As variáveis de decisão incluídas no algoritmo de otimização são: quantidades e modelos de módulos FV, aerogeradores e controladores de carga, ângulo de inclinação dos módulos FV, altura de

instalação dos aerogeradores, e modelo e capacidade nominal das baterias. Os resultados apresentados indicam boa funcionalidade do algoritmo, com curto tempo de processamento. É realizada, ainda, uma comparação de viabilidade econômica entre sistemas híbridos e sistemas exclusivamente FV ou eólicos, indicando uma maior viabilidade dos sistemas híbridos.

Senjyu et al. (2007) propõem um método de otimização de sistemas híbridos FV-eólico-diesel utilizando algoritmos genéticos. O método contempla o dimensionamento do sistema e a estratégia de operação adotada, apresentando como resultado a melhor configuração com o menor custo envolvido. O método apresenta como respostas a área total de módulos FV, as quantidades de aerogeradores e baterias, e o custo global do sistema. São ainda realizadas simulações considerando diferentes taxas de desconto como indicador econômico.

Cabral et al. (2010) apresentam método de dimensionamento de sistemas FV isolados com avaliação estocástica dos comportamentos da radiação solar e do banco de baterias. Para o desenvolvimento do método, foi estudada a análise estocástica incluindo cadeia de Markov e função densidade de probabilidade beta. Os resultados foram comparados com um método determinístico, e o método estocástico apresentou resultados mais confiáveis, com o determinístico tendendo a sobredimensionar o sistema. Como conclusão, é apontado que, em geral, o método estocástico é mais complexo e fornece resultados mais confiáveis e realistas.

Mellit, Kalogirou e Drif (2010) geram, utilizando algoritmos genéticos baseados em redes neurais artificiais, curvas de dimensionamento de sistemas FV isolados. A curva de dimensionamento apresenta a relação ótima entre as quantidades de módulos e de baterias necessárias para suprir uma dada carga, com base nos dados meteorológicos e na probabilidade de perda de carga definida. Inicialmente, um método numérico é aplicado para a geração de curvas de dimensionamento para diferentes probabilidades de perda de carga em 40 locais da Argélia. As entradas do modelo são as coordenadas geográficas e as probabilidades de perda de carga, e a saída é a curva de dimensionamento. 36 locais foram utilizados para treinamento e 4 para teste do modelo. Os resultados são comparados com outros obtidos por métodos numéricos. Além disso, dois novos métodos de regressão são desenvolvidos e comparados com métodos de regressão tradicionais. Os resultados indicam que o modelo de regressão exponencial proposto, com 3 coeficientes, apresenta resultados mais precisos quando comparado a modelos de regressão tradicionais. Uma nova rede neural é utilizada para prever os coeficientes de dimensionamento para o melhor modelo de regressão.

Baños et al. (2011) apresentam uma extensa revisão sobre métodos de otimização computacionais aplicados a sistemas com fontes renováveis. O estudo, dividido entre sistemas eólicos, FV, hídricos, bioenergéticos, geotérmicos e híbridos, indica um crescimento exponencial no número de pesquisas recentemente desenvolvidas nesta área de conhecimento, verificadas em 10 países; porém, não é citada nenhuma pesquisa desenvolvida no Brasil.

Zhang, Belfkira e Barakat (2011) apresentam um método de otimização de sistemas híbridos do tipo solar FV-eólico-diesel-baterias utilizando um algoritmo determinístico denominado de retângulos divisores. O algoritmo avalia, dentre algumas opções de equipamentos disponíveis comercialmente, os modelos e as quantidades ótimas que resultem em um menor custo global do sistema, com garantia de atendimento pleno à carga. Nas simulações apresentadas, o sistema híbrido do tipo FV-eólico-diesel-baterias apresentou os menores custos globais, quando comparado a outras configurações de sistemas.

Gupta, Kumar e Bansal (2012) apresentam um método de otimização do dimensionamento de sistemas híbridos isolados do tipo solar FV-eólico-diesel-baterias através de algoritmos genéticos. O algoritmo é utilizado para estimar o melhor coeficiente de dimensionamento das fontes renováveis, com base na função objetivo, que é o custo global do sistema. Nos resultados, o método proposto baseado em algoritmos genéticos apresentou melhores resultados que o programa HOMER, com minimização dos custos globais.

Hameed et al. (2012) apresentam método de dimensionamento ótimo de sistemas híbridos solar FV-eólico-baterias utilizando o algoritmo de otimização por enxame de partículas de espaço aberto. O custo total é a função objetivo, e o dimensionamento técnico é a restrição, avaliado em função de dois parâmetros: o balanço energético e a confiabilidade do atendimento, quantificada em função da probabilidade de perda de suprimento à carga, que deve ser igual a zero. O método proposto é comparado a outras três técnicas, a do balanço de energia, a do gradiente e a do enxame por partículas tradicional. Resultados indicam que o método proposto apresentou dimensionamento com menor custo total, com valores consideravelmente inferiores aos obtidos nos métodos do balanço de energia e do enxame por partículas tradicional, e muito próximos aos obtidos no método do gradiente; porém, este último apresenta tempos de processamento computacionais bastante superiores.

Erdinc e Uzunoglu (2012a) apresentam uma análise detalhada sobre técnicas de otimização aplicadas para o dimensionamento de sistemas híbridos com fontes renováveis disponíveis na literatura. São apresentados programas computacionais comercialmente disponíveis, destacadas técnicas de otimização consideradas já consagradas, como algoritmos

genéticos, otimização por enxame de partículas e arrefecimento simulado, e também introduzidas técnicas possivelmente promissoras para aplicações futuras, como o algoritmo de colônia de formigas e os sistemas imunológicos artificiais. As conclusões indicam que a escolha pela técnica mais adequada pode variar de acordo com o tipo de aplicação e as necessidades do usuário, dentre outras.

Bashir e Sadeh (2012) apresentam um método para dimensionamento ótimo de um sistema híbrido solar FV-eólico-baterias para suprir uma determinada carga, cujas funções objetivo são a minimização do custo em 20 anos de análise e a garantia de um determinado índice de confiabilidade ao sistema. O método para dimensionamento ótimo é baseado no algoritmo de otimização por enxame de partículas, e a incerteza dos recursos solar e eólico é avaliada com base nas funções probabilidade de densidade da radiação solar e da velocidade do vento e no método de Monte Carlo. Resultados indicam que a consideração das incertezas dos recursos solar e eólico no método proporcionam redução de até 30 % nos custos do sistema, em comparação com o mesmo método sem a consideração das incertezas.

1.5.3. Tarifação e Gestão da Energia

Foster, Orozco e Rubio (1999) apresentam proposta de um sistema tarifário criado para prover fundos de manutenção para um sistema híbrido FV-eólico-diesel, que vinha operando de forma precária, dentre outros motivos, pela ausência de um sistema de tarifação adequado, que garantisse recursos para a manutenção e operação do sistema. O sistema é baseado na instalação de medidores de energia convencionais, com os usuários passando a pagar exatamente por aquilo que consomem, ao contrário do que era verificado antes da instalação dos medidores, quando, no início, não existia qualquer mecanismo tarifário e, logo depois, passou a ser cobrada uma taxa fixa para auxílio na manutenção do sistema. Os autores sugerem a utilização de sistemas de medição já nas etapas iniciais de instalação de sistemas híbridos, dado o baixo custo desta ação quando comparado ao custo global do sistema. A estrutura tarifária estabelece um valor mínimo fixo, cobrado pelos primeiros 15 kWh consumidos, e uma tarifa aplicada a cada kWh adicional. A principal conclusão, alcançada ainda nas primeiras etapas de implantação, é que a medição e a prática de uma estrutura tarifária condizente com a realidade são pontos fundamentais para o sucesso de qualquer sistema.

Vandenbergh et al. (2001) apontam para problemas típicos em sistemas isolados, originados pelo lado da carga, ou seja, pelos usuários. A utilização pouco racional das cargas e a inadimplência no pagamento das faturas de energia por parte dos consumidores também

tendem a comprometer a viabilidade econômica do sistema. Soluções indicadas para estes problemas são: a limitação da potência e da energia disponibilizada aos usuários, estando estes limites presentes nos contratos de suprimento e sendo regulados pelo medidor, e a adoção de campanhas para estimular os consumidores a utilizarem sistemas de pré-pagamento de energia elétrica. É proposto um sistema de escalonamento de custos de tarifa, que varia com a máxima potência e energia disponibilizadas aos usuários.

Barbosa et al. (2004) apresentam um novo modelo de gestão de sistemas híbridos, com base no pré-pagamento do serviço de eletricidade, em uma localidade atendida por um sistema FV-eólico-diesel. A alternativa busca o estabelecimento de tarifas mais justas, não verificadas em esquemas de cobranças de taxas fixas, bem como a minimização dos custos operacionais resultantes da utilização de medidores convencionais. O sistema de pré-pagamento tem como equipamento central o medidor pré-pago, que funciona em esquema semelhante ao utilizado por empresas de telefonia móvel.

Saengprajak (2006) aplica um sistema de gerenciamento pelo lado da demanda em uma pequena vila atendida por um sistema híbrido FV-diesel, concentrando o estudo na operação de refrigeradores domésticos. No estudo de caso, limitou-se a operação dos refrigeradores a 12 horas diárias (6 às 18 h), resultando em uma redução de 8,4 % na demanda de pico diária, em um aumento de 8,7 % da vida útil das baterias, em 2 % de redução nos custos globais do sistema, dentre outras vantagens. Apesar da redução nas horas diárias de operação dos refrigeradores, estudos em laboratório realizados em refrigeradores de diferentes capacidades indicam que tais equipamentos podem manter temperaturas baixas, da ordem de 0 a 10 °C, por aproximadamente 12 horas sem estarem energizados.

Canaes (2006) apresenta análises de sistemas alternativos de pagamento de energia elétrica, com enfoque no pré-pagamento como forma de cobrança em sistemas isolados, rurais, urbano-rurais e em comunidades de baixa renda. Apresenta ainda o desenvolvimento de um sistema de pré-pagamento com interface para medidores existentes no mercado nacional. Resultados obtidos através de testes com o protótipo foram positivos, apontando para uma preliminar viabilidade técnico-econômica.

Saastamoinen (2009) apresenta resultados finais de um projeto que tinha como objetivo geral tornar a ilha dinamarquesa de Samsøe 100 % renovável em um período de 10 anos. O primeiro objetivo específico previa redução no consumo de energia, de calor e no setor de transportes na ilha, através da introdução de novas tecnologias e da mudança de comportamento dos moradores locais. O projeto foi considerado bem sucedido, uma vez que o

objetivo geral foi satisfeito 2 anos antes da meta, contribuindo para isto a introdução de 21 aerogeradores, 3 novas plantas de geração de calor baseadas nas energias de biomassa e solar e a expansão de sistemas de geração de calor individuais, também com base em fontes renováveis. No entanto, o primeiro objetivo específico do projeto não foi tão bem sucedido. Citando apenas o consumo de eletricidade, o objetivo inicial de alcançar uma redução de 15 % no consumo não foi atendido, obtendo-se uma redução de apenas 3 a 4 %. As metas nas duas outras áreas, calor e transportes, apresentaram resultados ainda menos satisfatórios. Tais números indicam que a mudança de comportamento dos usuários não foi verificada como pretendido, apesar das diversas campanhas desenvolvidas e do envolvimento de todos os atores ligados à ilha no projeto. Como conclusão final, o autor entende que o insucesso desse objetivo pode ser justificado pelo sucesso dos demais objetivos. A maior oferta de eletricidade e calor, obtida a partir de fontes renováveis, tende a criar nos consumidores uma cultura de abundância, irreal na prática. Também se conclui que o uso racional da energia é uma meta individual, que depende de cada consumidor isoladamente, diferentemente de outras metas, como a instalação das centrais de geração.

Kemp, Quach e Graham (2010) indicam, através de resultados de estudos de caso aplicados a 8 comunidades remotas de três diferentes regiões da Austrália, que a opção de medição inteligente, em comparação à medição convencional, apresenta valores presentes líquidos variando de AUD\$ 3,8 milhões negativos a AUD\$ 25.000 positivos (dólares australianos), sendo o valor positivo verificado em apenas uma das comunidades. A variação destes custos depende de diversas considerações realizadas, diferentes para cada comunidade, tais como os custos de aquisição e instalação dos medidores, de infraestrutura de comunicação e de falhas nos equipamentos, a eliminação de custos de leitura e de corte e religação, dentre outras. Uma análise estima os custos evitados caso sistemas de controle de carga fossem acoplados aos medidores inteligentes, custos estes correspondentes à economia de energia da fonte primária, em geral grupos geradores a combustíveis fósseis, e também à redução da emissão de gases poluentes. Apesar de subjetivos, foram estimados valores de custos evitados para cada comunidade, com a conclusão de que tais custos fariam com que todas as 8 comunidades apresentassem valores presentes líquidos positivos, indicando como viável a opção por sistemas de medição inteligente.

Khan et al. (2010) apresentam um sistema de medição pré-pago inteligente, que integra funcionalidades que o diferencia de sistemas de medição convencionais, pré-pagos ou não. A primeira delas é a possibilidade de recarga dos medidores em tempo real sem qualquer

dispositivo físico, através de redes sem fio. Outra é o mecanismo de resposta à demanda, que permite a otimização do balanço entre geração e carga, através da variação dinâmica nos custos de tarifas e da implantação de diversos programas de controle de demanda. Este último, em particular, pode ser implementado através de controladores automáticos atuando em um grupo específico de cargas, fazendo uso de técnicas não invasivas de monitoração de carga.

Poullikkas, Kourtis e Hadjipaschalis (2011) avaliam o aumento do custo da energia elétrica em sistemas com crescente participação de fontes renováveis. O modelo de otimização desenvolvido, baseado em algoritmos genéticos, calcula o custo adicional da eletricidade em função do aumento da penetração de fontes renováveis, e a taxa adicional necessária a ser cobrada em faturas de energia, para subsidiar esta penetração. O modelo foi aplicado ao sistema isolado de Chipre, fortemente dependente de combustíveis fósseis, objetivando alcançar um índice de 13 % de participação de fontes renováveis em sua matriz energética até 2020. Os resultados indicam que o custo adicional da eletricidade resultante da inserção das fontes renováveis deve ser atendido em parte de forma direta, através de reajuste nas próprias tarifas de energia, e em parte de forma indireta, com participação das distribuidoras e/ou em função dos ganhos obtidos com a redução da emissão de poluentes. Simulações apresentam necessidade de incremento de 0,79 c€/kWh no custo da eletricidade para um sistema contendo 15 % de penetração de fontes renováveis, considerando as fontes eólica, biomassa, solar FV e solar térmica com concentração, e taxa interna de retorno igual a 0. A mesma simulação, considerando taxa interna de retorno de 10 %, aponta para um custo incremental da tarifa de 1,28 c€/kWh, resultando em um aumento na tarifa final de aproximadamente 8 % quando comparado à primeira simulação.

Palma-Behnke et al. (2011) propõem um sistema de gerenciamento de energia aplicado a sistemas híbridos atendendo minirredes, que prevê pontos de regulagens em tempo real para cada unidade de geração, modos de operação para o sistema de abastecimento de água, e envio de sinais aos consumidores, com base em um mecanismo de gerenciamento pelo lado da demanda. O sistema considera a previsão de dois dias à frente dos recursos meteorológicos e da carga, com base em redes neurais artificiais. O sistema de gerenciamento pelo lado da demanda baseia-se em sinais em tempo real, enviados aos consumidores com o objetivo de modificar seus padrões de consumo. O grau de modificação é modelado por coeficientes de ajustes, otimizados pelo sistema de gerenciamento de energia central. Os coeficientes, que podem assumir valores menores ou maiores que 1, são preditos para várias

horas em avanço e convertidos em sinais (verde, amarelo e vermelho) enviados aos consumidores. O trabalho não considera nenhum tipo de penalização imposta aos consumidores que não atendam aos sinais, nem qualquer incentivo econômico para os que atendam. O estudo de caso realizado, considerando que todos os consumidores atenderão corretamente aos sinais baseados nos coeficientes ajustáveis, apresenta resultados com economias de até 3,06 %, para certos perfis de demanda e de recurso primário.

Jun et al. (2011) desenvolvem uma solução multiagente para o gerenciamento de energia em sistemas híbridos de geração com fontes renováveis. Uma unidade de gerenciamento de energia e uma unidade de controle de demanda formam o sistema de gerenciamento de energia completo, cujo objetivo é tomar decisões para reconfigurar e otimizar o sistema, de acordo com as alterações das condições meteorológicas, para satisfazer à demanda, que é dividida em dois tipos: demanda crítica e demanda não crítica, a primeira devendo ser suprida ininterruptamente, e a segunda podendo ser interrompida quando a geração renovável for insuficiente. Resultados de uma simulação em base diária indicam que o sistema de gerenciamento de energia operou satisfatoriamente, atendendo somente à demanda crítica no período de 1 às 5 h, às 7 h e às 20 h.

Makonese, Kimemia e Annegarn (2012) avaliam o programa de eletrificação com utilização de medidores pré-pagos, proposto na África do Sul no ano de 2000. Houve resistência por parte dos consumidores em aceitar a instalação dos medidores pré-pagos, sendo destacados os seguintes pontos contrários ao sistema de pré-pagamento: dificuldades financeiras dos consumidores em pagarem pela energia antecipadamente, dificuldades em se adquirir os cartões pré-pagos para recarga, limitação no uso de alguns aparelhos elétricos, e o fato dos consumidores alegarem que os medidores continuam a registrar mesmo quando todos os aparelhos elétricos da residência estão desligados. São propostas, como soluções para viabilizar a instalação de sistemas de pré-pagamento, a análise de custo-benefício da opção pelo pré-pagamento em substituição à medição convencional, a transição para o conceito de redes elétricas inteligentes, com a adoção de medidores inteligentes, maior disseminação de informações sobre esta nova tecnologia, educando os usuários sobre suas características e seus benefícios, dentre outras.

1.6. Considerações Finais

A eletrificação de localidades remotas através de sistemas descentralizados com fontes renováveis não é apenas uma realidade atual no Brasil, como também se caracteriza muitas vezes como a única opção economicamente viável, especialmente na Região Amazônica. A opção por sistemas individuais, do tipo SIGFI, apresenta vantagens que a torna mais indicada em muitos casos. Porém, em outras situações a instalação de sistemas centralizados atendendo minirredes, do tipo MIGDI, deve ser preferida. Neste caso particular, nota-se que o país ainda não está plenamente preparado para projetar, instalar, operar e gerir estes tipos de sistemas, realidade que se torna mais crítica à medida que a complexidade dos sistemas aumenta, casos da hibridização envolvendo fontes renováveis e não renováveis, e sistemas de armazenamento de energia. No mundo, muitas são as pesquisas desenvolvidas nesta área do conhecimento, notadamente na otimização do dimensionamento, estratégias de operação e gestão de sistemas descentralizados com fontes renováveis atendendo regiões isoladas, todas objetivando a garantia da sustentabilidade dos sistemas após sua efetiva implantação.

CAPÍTULO 2

Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos

2.1. Considerações Iniciais

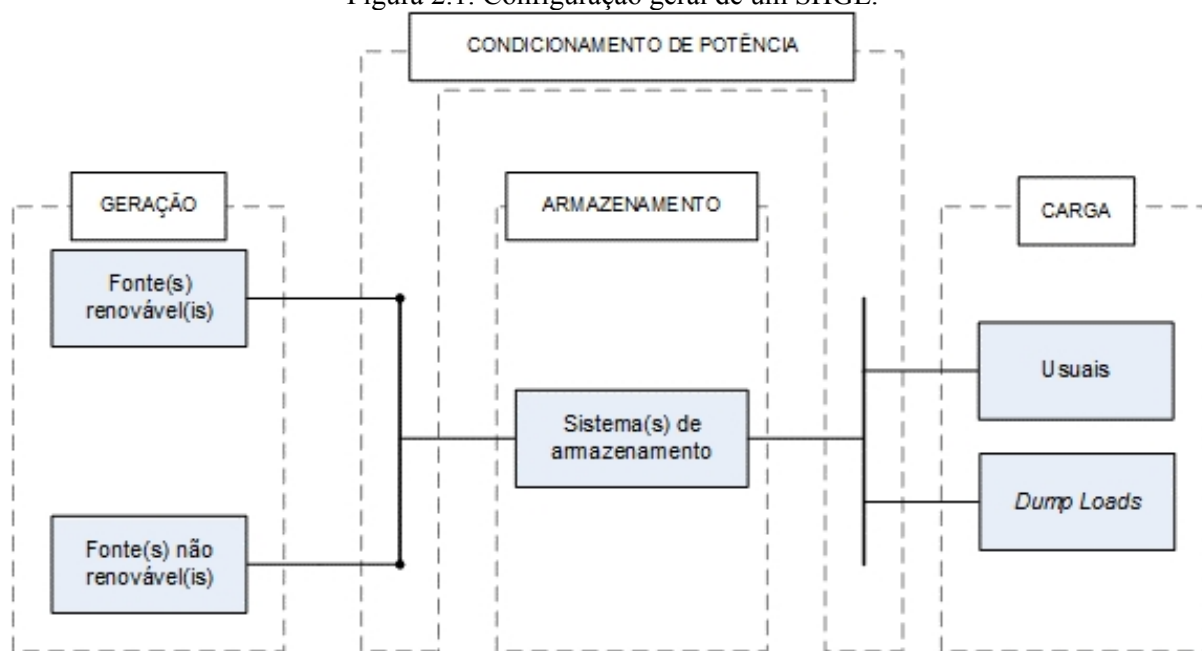
A otimização de um sistema híbrido para geração de eletricidade passa, inicialmente, pela definição da estratégia de operação mais eficaz e que apresente viabilidade técnica e econômica, adequando-se à realidade do local de instalação do sistema. Mesmo para a otimização do dimensionamento do sistema, a correta definição da estratégia de operação impacta fortemente nos resultados. As possibilidades são inúmeras, não havendo um consenso, mesmo a nível internacional, sobre qual a estratégia considerada ideal, uma vez que as características de cada sistema e a disponibilidade de equipamentos, instrumentos de monitoração e dados são determinantes para esta decisão. Alguns sistemas podem fazer uso de dados históricos aplicados a modelos matemáticos e físicos, com o objetivo de utilizar uma estratégia de operação preditiva, mais complexa, porém podendo apresentar resultados mais precisos. Outros sistemas, mais simples, podem estar baseados somente em dados meteorológicos medidos no local e dados de consumo da carga, resultando em uma estratégia mais simples, mas que pode apresentar resultados satisfatórios. O presente capítulo apresenta uma proposta de estratégia de operação de sistemas híbridos para geração de eletricidade (SHGEs), compatível com a realidade nacional, visando à redução de custos e à continuidade do fornecimento.

2.2. Tipos de Estratégias de Operação

A seleção da estratégia de operação mais adequada a ser aplicada em um SHGE é tarefa bastante complexa, principalmente em função das diversas possibilidades de configurações de sistemas, tipos de fontes primárias e de sistemas de armazenamento de energia, disponibilidade de dados, dentre outros fatores.

Uma configuração geral de um SHGE é apresentada na Figura 2.1, contando com uma ou mais fontes primárias renováveis, uma ou mais fontes primárias não renováveis, um ou mais sistemas de armazenamento de energia, sistemas de condicionamento de potência, e cargas. Os tipos de configuração do sistema com relação ao barramento de acoplamento (c.a., c.c. ou misto), definidos no Capítulo 1, não são considerados nesta primeira abordagem.

Figura 2.1. Configuração geral de um SHGE.



Fonte: Elaboração própria.

As fontes renováveis mais comumente utilizadas são a solar FV e a eólica, de características intermitentes, ou baseadas em biomassa, com características despacháveis, como os biocombustíveis, por exemplo. Nestes casos, a fonte renovável pode, inclusive, substituir a não renovável, que em geral é caracterizada por um grupo moto-gerador a combustível, daqui em diante chamado simplesmente de grupo gerador. Os sistemas de armazenamento típicos são os acumuladores eletroquímicos, ou baterias, e os sistemas baseados em hidrogênio, caso das células a combustível. Os sistemas de condicionamento de potência são em geral compostos por conversores estáticos de potência, como os conversores c.c.-c.c., os retificadores e os inversores. Por fim, as cargas podem ser divididas em cargas usuais e cargas atendidas somente quando há excesso de energia gerada e os sistemas de armazenamento encontram-se em seus estados plenos de carga (*dump loads*).

Dois tipos de estratégias de controle são consideradas em SHGEs (BARLEY, 1996):

- Controle dinâmico, que avalia questões de estabilidade de tensão e frequência em escala de poucos segundos ou frações de segundos, com base em modelos dinâmicos;
- Controle de despacho, que avalia questões de fluxo de energia em escala de minutos a horas, com base em modelos de desempenho energético. Envolve avaliações de longo prazo, como as que fazem uso de séries temporais, bem aplicadas, por exemplo, a estudos econômicos de custo de ciclo de vida.

O presente trabalho concentra-se no estudo do segundo tipo de controle, o de despacho. As estratégias de operação de sistemas híbridos são muitas vezes chamadas na literatura de estratégias de despacho ou estratégias de gerenciamento de carga.

Antes de definir os tipos de estratégias de operação de SHGEs existentes, o primeiro passo é conhecer os principais objetivos de uma correta estratégia de operação, que são (BAJPAI; DASH, 2012):

- A utilização preferencial e de forma otimizada da energia proveniente das fontes renováveis;
- A minimização dos custos de ciclo de vida do sistema;
- O controle do estado de carga de sistemas de armazenamento;
- O controle do número de paradas e partidas e de horas de operação de grupos geradores; e
- A minimização do impacto causado pelo uso de combustíveis fósseis (custo, transporte e emissões).

A maioria das estratégias de controle aplicadas a SHGEs é associada a um termo aqui denominado de “energia não suprida”, E_{NS} , que é a diferença entre a energia demandada pela carga, E_D , e a energia gerada pelas fontes renováveis, E_{REN} (GUPTA; SAINI; SHARMA, 2011), na forma apresentada pela equação (2.1).

$$E_{NS} = E_D - E_{REN} \quad (2.1)$$

O valor de E_{NS} , associado a outras variáveis, principalmente relacionadas ao estado de carga do banco de baterias e à operação do grupo gerador, é fundamental para determinar que tipo de estratégia será utilizada em cada intervalo de tempo. Considera-se que ambos os valores da equação (2.1) são medidos no lado c.a., ou seja, no termo referente à energia gerada pelas fontes renováveis deve-se considerar a eficiência do processo de conversão c.c.-c.a.

Abaixo são apresentadas alguns tipos de estratégias, algumas bastante discutidas na literatura (BAGEN; BILLINTON, 2005; BARLEY, 1996; BLASQUES, 2005; GUPTA; SAINI; SHARMA, 2011; HAUSCHILD, 2006; PINHO et al., 2008) e outras com contribuições do presente estudo. A lista não tem como objetivo ser extensa e abranger todas as possibilidades, mas sim indicar aquelas estratégias mais comumente aplicadas e que podem ser mais adequadas ao modelo proposto no próximo item.

(1) Operação contínua do grupo gerador: neste caso, os sistemas de armazenamento não são utilizados para atender continuamente a carga, mas somente para manter a estabilidade do sistema. O grupo gerador opera de forma contínua, e nunca alimenta o sistema de armazenamento. A geração renovável complementa a geração proveniente do grupo gerador e, quando E_{NS} é negativo, alimenta paralelamente o sistema de armazenamento de energia.

(2) Operação descontínua do grupo gerador, com atendimento somente à carga: as fontes renováveis e o sistema de armazenamento atendem prioritariamente à carga enquanto E_{NS} é negativo e há capacidade suficiente de armazenamento. Quando as condições anteriores não são satisfeitas simultaneamente, o grupo gerador é acionado e opera seguindo a carga, sem alimentar o sistema de armazenamento.

(3) Operação descontínua do grupo gerador em plena carga, com atendimento ao sistema de armazenamento: as fontes renováveis e o sistema de armazenamento atendem prioritariamente a carga enquanto E_{NS} é negativo e há capacidade suficiente de armazenamento. Quando as condições anteriores não são satisfeitas simultaneamente, o grupo gerador entra em operação para atender a carga e alimentar o sistema de armazenamento. A potência entregue ao sistema de armazenamento é a diferença entre a potência solicitada pela carga e a potência nominal do grupo gerador, fazendo com que o mesmo opere sempre a plena carga ou o mais próximo possível disso. O grupo gerador permanece em operação até que o nível de carga do sistema de armazenamento esteja pleno, ou que as fontes renováveis sejam capazes de atender a carga.

(4) Operação descontínua do grupo gerador em plena carga, com período mínimo de operação: neste caso, o grupo gerador, ao ser acionado pelos critérios de E_{NS} e capacidade de armazenamento mencionados nos casos anteriores, opera em plena carga atendendo a carga e alimentando o sistema de armazenamento. Para evitar partidas e paradas frequentes, um período mínimo de operação para o grupo gerador é especificado.

(5) Operação descontínua do grupo gerador, com atendimento somente à carga e acionamento via potência crítica: esta é uma variação da estratégia anterior, seguindo as mesmas premissas; porém, aqui o grupo gerador pode ser acionado não somente pela análise de E_{NS} e da capacidade de armazenamento, mas também pela diferença entre a potência instantânea demandada pela carga e a potência instantânea injetada pelas fontes renováveis. Quando esta diferença, denominada de potência crítica, excede um valor calculado, determinado pela relação entre o custo de energia do sistema de armazenamento e o custo de

operação do grupo gerador, o grupo gerador é acionado independentemente dos valores de E_{NS} e da capacidade de armazenamento, sendo desligado somente quando o critério de potência crítica não for mais verificado.

(6) Operação descontínua do grupo gerador, acionado via potência crítica e operando em ponto otimizado de carregamento, com atendimento ao sistema de armazenamento: semelhante ao caso anterior; porém, aqui o grupo gerador não opera prioritariamente em plena carga, mas sim em um ponto de carregamento ótimo que resulte em menores custos de vida útil do sistema, relacionados ao custo de energia do sistema de armazenamento e ao custo de operação do grupo gerador.

Cada uma das estratégias anteriormente descritas apresenta particularidades que as tornam mais adequadas para cada situação. Apresentam, também, aspectos positivos e negativos, que podem auxiliar o projetista a escolher aquela que melhor se aplica ao seu sistema.

A estratégia (1) é melhor aplicada a sistemas de maior porte, em configuração com acoplamento no barramento c.a. O grupo gerador garante o atendimento ininterrupto e o sistema renovável complementa a geração. Em geral, esta estratégia está associada a sistemas de armazenamento de menor porte e à presença de mais de um grupo gerador. Sua principal desvantagem reside no fato do sistema apresentar maior dependência do grupo gerador, o que eleva os custos operacionais e os impactos ambientais.

A estratégia (2) foi a principal adotada nos primeiros SHGEs instalados no Brasil. É bastante simples, porém apresenta como principal desvantagem o fato do grupo gerador operar, eventualmente, distante de seu ponto ótimo de carregamento, em condições de baixa demanda da carga. Também pode gerar custos operacionais elevados, em função dos maiores tempos de operação do grupo gerador em longos períodos de escassez do recurso renovável.

As estratégias (3), (4), (5) e (6) são semelhantes, sendo todas elas variações de uma estratégia considerada atualmente como clássica: o grupo gerador, quando acionado, atende a carga e alimenta o sistema de armazenamento. As diferenças estão nos critérios adotados para o acionamento e para o desligamento do grupo gerador. Na (3) ele é acionado somente pelos critérios de E_{NS} e capacidade de armazenamento e na (4) é utilizado para o desligamento o critério do período mínimo de operação, para evitar partidas frequentes. A estratégia (5) considera também um valor de potência crítica da carga, acima do qual é mais viável acionar

o grupo gerador para atender a carga, mesmo em situações onde o sistema de armazenamento encontra-se com estado pleno de carga, para maximizar a vida útil das baterias.

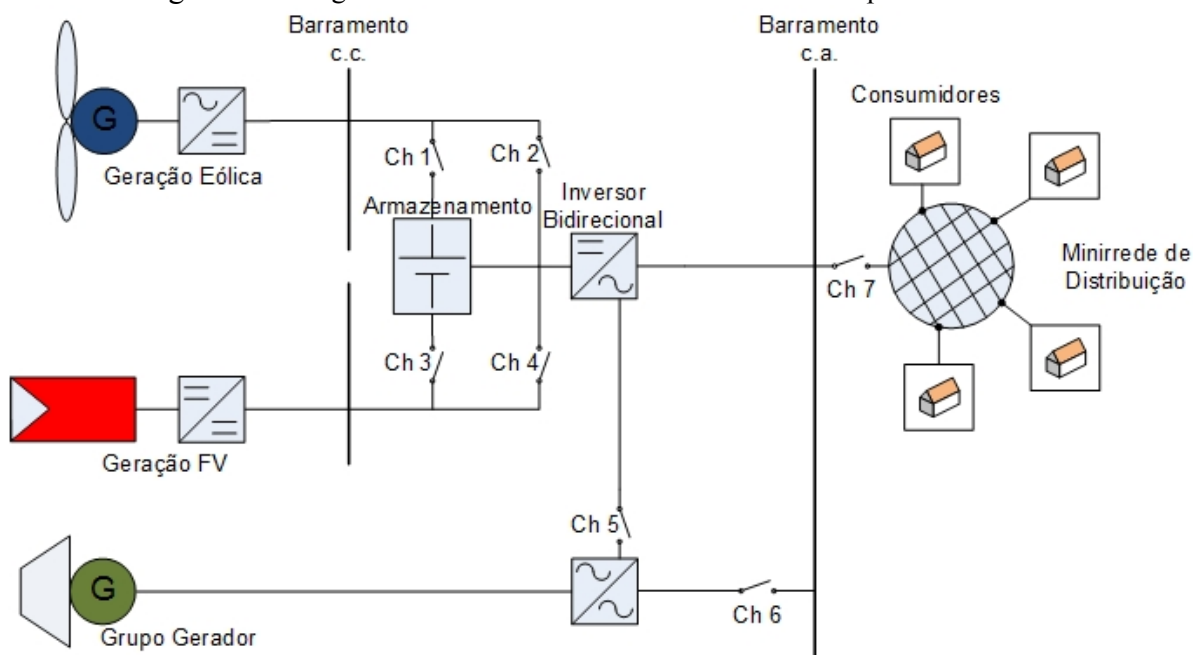
Por fim, a estratégia (6), proposta pelo presente trabalho, alia à estratégia (5) uma metodologia de cálculo que visa identificar o ponto ótimo de carregamento do grupo gerador, através da relação entre os custos de energia do sistema de armazenamento e o custo de operação do grupo gerador. Esta proposta caracteriza-se como a principal contribuição do presente capítulo, e busca diferenciar-se de métodos tradicionais de operação do grupo gerador em SHGEs, em que ele alimenta o banco de baterias com a máxima potência disponível, sempre que é posto em operação para atender a carga. Resultados de estudos com a estratégia proposta indicam que, em determinados casos, pode ser mais economicamente viável que o grupo gerador não alimente o banco de baterias, mesmo quando em operação para atender a carga.

2.3. Modelo Proposto

Com base nas análises gerais apresentadas até aqui, principalmente com relação às configurações típicas de SHGEs e aos tipos de estratégias de operação adotadas, deste ponto em diante é definida uma configuração padrão de SHGE, que o presente trabalho adota como referência nos estudos realizados. O sistema é composto pelas fontes renováveis solar fotovoltaica e eólica, um grupo gerador a combustível de origem renovável ou não, sistema de armazenamento, usualmente composto por acumuladores eletroquímicos conectados entre si (banco de baterias), inversor bidirecional, permitindo tanto a conversão c.c.-c.a. para atendimento à carga, quanto a conversão c.a.-c.c., para alimentação do banco de baterias pelo grupo gerador. O sistema apresenta configuração mista, com as fontes renováveis sendo conectadas diretamente ao barramento c.c. via unidades de condicionamento de potência, e o grupo gerador sendo conectado diretamente aos barramentos c.a. e c.c., via inversor. Por fim, as chaves são responsáveis pela efetiva atuação das estratégias de controle, sendo melhor comentadas mais adiante. A Figura 2.2 apresenta o diagrama esquemático do sistema.

Vale ressaltar que esta configuração foi escolhida por ser simples, relativamente fácil de ser implementada, e por utilizar equipamentos disponíveis no mercado nacional, sendo, portanto, possível de ser aplicada juntamente com a estratégia de operação proposta em curto espaço de tempo. Variações do caso aqui selecionado, com a mesma estratégia aplicada a sistemas com topologias diferentes, podem ser estudadas, sendo no final deste trabalho recomendadas como desenvolvimentos futuros.

Figura 2.2. Diagrama do SHGE adotado como referência no presente trabalho.



Fonte: Elaboração própria.

Esta configuração apresenta vantagens e desvantagens comuns tanto ao acoplamento nos barramentos c.a. e c.c. (misto), apresentado no Capítulo 1, quanto à estratégia de operação (6), apresentada anteriormente. Em resumo, esta configuração apresenta como principal vantagem o fato do grupo gerador poder atender apenas a carga, como também carregar o banco de baterias, quando solicitado pela estratégia adotada. Carregando as baterias, o grupo gerador pode apresentar aumento de eficiência, pelo fato de operar a carga mais próxima da plena, pode ter sua frequência de partidas reduzidas, uma vez que a energia injetada nas baterias pode ser utilizada para suprir a carga durante maior período de tempo, e proporciona melhores ajustes ao ciclo de carregamento das baterias, já que o grupo gerador fornece potência de forma contínua e controlável, diferentemente das fontes solar e eólica. O fato do banco de baterias ser carregado pelo gerador também apresenta desvantagens, como limitar o carregamento do banco pelas fontes renováveis, e a redução da eficiência do processo, uma vez que as perdas do gerador são somadas às eficiências das baterias e dos processos de condicionamento de potência (BLASQUES, 2005).

A formulação matemática do modelo completo passa por análises individuais de três modelos, relacionados às três estratégias consideradas: (1) a de estado de carga do banco de baterias (SOC, do inglês *State-of-charge*); (2) a da potência crítica demandada pela carga; e (3) a do ponto ótimo de carregamento do grupo gerador.

A estratégia de estado de carga é bastante simples; porém, é a principal, pois as demais são diretamente dependentes dela. Como o próprio nome sugere, esta estratégia está

relacionada ao estado de carga do banco de baterias. Em situações em que o grupo gerador está desligado e o banco de baterias está plenamente carregado, os controladores das fontes renováveis atuam de forma a impedir que elas injetem ainda mais corrente no banco. Estes casos são pouco usuais em sistemas híbridos que operam de forma ininterrupta. Em situações de baixos níveis de carga do banco, mais comuns na prática, o gerador é acionado automaticamente quando o banco de baterias atinge um nível mínimo, determinado pela profundidade máxima especificada de descarga das baterias. O gerador permanece em operação atendendo a carga e, quando for o caso, carregando o banco de baterias até que este atinja seu estado de carga pleno.

O modelo de carga e descarga do banco de baterias é descrito pela equação (2.2) (HAMEED et al., 2012). A equação (2.2) representa ambas as situações possíveis: a de carregamento do banco, que ocorre quando E_{NS} é negativo, ou seja, quando a energia gerada pelas fontes renováveis em um determinado instante, $E_{REN}(t)$, é maior que a energia demandada pela carga no mesmo instante, $E_D(t)$, e a de descarga das baterias, neste caso quando E_{NS} é positivo, ou seja, a energia demandada pela carga é maior que a energia gerada pelas fontes renováveis. $SOC(t)$ é o estado de carga do banco de baterias no atual instante, e $SOC(t-1)$ no instante imediatamente anterior, η_{INV} é a eficiência do inversor e η_{BAT} a eficiência do ciclo de carga e descarga do banco de baterias.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + [E_{REN}(t) - E_D(t)/\eta_{INV}] \eta_{BAT} \quad (2.2)$$

Nas simulações realizadas neste trabalho, os valores de energia são dados em kWh, a eficiência do ciclo de carga do banco de baterias é considerada como sendo a própria eficiência de *round-trip* da bateria fornecida pelo fabricante, e a eficiência do ciclo de descarga igual a 1 (BOROWY; SALAMEH, 1996; CABRAL et al., 2010; GUPTA; KUMAR; BANSAL, 2012). Apesar de aproximados, estes valores são bem aplicados em estratégias de despacho de SHGEs, em função da dificuldade em se determinar valores reais de eficiência para ciclos de carga e descarga não controlados. A consideração de uma eficiência de descarga de 100 % tem como objetivo principal ilustrar a diferença entre as eficiências dos processos de carga e descarga de baterias, maior durante a descarga. Krieger (2013) demonstra esta diferença através de testes experimentais em que identificou que as perdas devidas à resistência interna das baterias, associadas à eficiência de descarga, são muito pequenas comparadas às perdas por corte prematuro de tensão que contribuem para um processo de carga incompleto, associadas à eficiência de carga.

Uma variação da equação (2.2), com a inclusão da energia entregue pelo grupo gerador, quando acionado, é apresentada mais à frente, quando a estratégia do ponto ótimo de carregamento do grupo gerador é discutida.

O estado de carga do banco de baterias deve estar situado, em qualquer instante de tempo, entre os valores máximo (SOC_{max}) e mínimo (SOC_{min}) estabelecidos de acordo com as características das baterias utilizadas, respeitando a capacidade máxima do banco e a profundidade máxima de descarga, de acordo com as equações (2.3) a (2.5).

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (2.3)$$

$$SOC_{max} = C_{Bmax} = \left(\frac{V_{Bmax} \cdot I_{Bnom}}{1000} \right) \quad (2.4)$$

$$SOC_{min} = (1 - PD_{max}) C_{Bmax} = (1 - PD_{max}) \left(\frac{V_{Bmax} \cdot I_{Bnom}}{1000} \right) \quad (2.5)$$

O termo CB_{max} representa a capacidade máxima do banco de baterias, em kWh, obtida pelo produto entre a capacidade nominal de corrente, I_{Bnom} , dada em Ah, e a tensão máxima do banco de baterias, V_{Bmax} , em V. PD_{max} é a profundidade máxima diária de descarga definida para o banco de baterias. A definição dos valores de V_{Bmax} e PD_{max} depende do tipo de bateria utilizada no estudo. O primeiro indica um valor de tensão que não deve ser ultrapassado, denominado de tensão de fim-de-carga, a fim de preservar a vida útil das baterias do banco. O valor mínimo da tensão de fim-de-carga para baterias de chumbo-ácido nunca deve ser menor que 2,25 V/célula, em condições de temperaturas elevadas, e nunca maior que 2,6 V/célula, em condições de baixas temperaturas. Valores típicos situam-se na faixa de 2,4 V/célula para baterias de chumbo-ácido com eletrólito livre (*flooded*) e 2,6 V/célula para baterias de chumbo-ácido reguladas a válvula (VRLA) (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

A definição do valor de PD_{max} está sujeita a maiores variações. Ela está diretamente relacionada à vida útil das baterias, através do número de ciclos em função da profundidade de descarga, dados usualmente fornecidos em forma gráfica nos catálogos de fabricantes de baterias. Situações de descarga profunda, muito mais comuns do que as de sobrecarga em sistemas isolados com fontes renováveis, são prejudiciais às baterias, pois resultam em redução da concentração de ácido, sulfatação, corrosão das placas, dentre outros problemas. Baterias denominadas de “solares” podem ser operadas com valores de PD_{max} diários de até 50 % (LUQUE; HEGEDUS, 2011). No Brasil, devido à utilização ainda constante de baterias automotivas ou estacionárias, valores de PD_{max} de 30 % são usualmente adotados. Utilizando

este valor de PD_{max} , para tensões de fim-de-carga de 2,4 V/célula uma bateria de 6 células e 12 V apresenta uma tensão de corte por carga baixa de 11,8 V e por carga alta de 14,4 V. Os valores máximo e mínimo de estado de carga do banco (SOC_{max} e SOC_{min}) dependem, portanto, da capacidade em Ah de cada bateria e da quantidade de baterias que compõem o banco. Equipamentos de condicionamento de potência, como os controladores de carga, são responsáveis pelo controle por carga alta e baixa, e são altamente disseminados em sistemas com fontes renováveis.

Outros valores, associados a baterias de outras características, com diferentes profundidades de descarga, podem ser utilizados, com metodologia de cálculo semelhante. No entanto, foge ao escopo deste trabalho apresentar uma discussão mais aprofundada sobre as características dos diferentes tipos de baterias existentes. Tradicionalmente, baterias de chumbo-ácido são as mais empregadas em sistemas isolados com fontes renováveis, apesar de estudos recentes apontarem para a possibilidade de uso de baterias de níquel-cádmio (NiCd), hidreto metálico de níquel (NiMH) e íon de lítio (Li-ion). No entanto, apesar de algumas vantagens, como maiores eficiências, ainda apresentam custos por capacidade energética superiores aos de baterias de chumbo-ácido. Outras tecnologias de armazenamento de energia, como células a combustível, volantes de inércia, indutores com supercondutores, supercapacitores, também vêm sendo alvo de pesquisas; porém, com aplicações ainda mais limitadas na área de SHGEs (NAIR; GARIMELLA, 2010; NEHRIR et al., 2011).

A segunda estratégia é a da potência crítica demandada pela carga (P_{CRIT}), que é aquela que indica que, para qualquer valor de potência não suprida (diferença entre a potência demandada pela carga e a potência gerada pelas fontes renováveis) igual ou superior a P_{CRIT} , é mais viável atender a carga através do grupo gerador, mesmo que o banco de baterias encontre-se em seu estado de carga pleno (BARLEY; WINN, 1996). Em casos onde o sistema seja avaliado em intervalos horários, pode-se igualar o valor desta potência não suprida a E_{NS} , definida pela equação (2.1). O valor de P_{CRIT} é calculado pela equação (2.6) (HAUSCHILD, 2006).

$$P_{CRIT} = \frac{0,08415 \cdot c_{COMB}}{c_{ciclo} - 0,246 \cdot c_{COMB}} P_{GG} \quad (2.6)$$

O termo c_{COMB} é o custo do combustível, dado em \$/L, c_{ciclo} é o custo do ciclo de carga e descarga do banco de baterias, dado em \$/kWh e calculado pela equação (2.7), e P_{GG} é a potência elétrica nominal do grupo gerador.

$$c_{ciclo} = \frac{c_{BAT}}{(C_B \cdot PD_{max})\tau} \quad (2.7)$$

Os termos c_{BAT} e C_B são, respectivamente, o custo (\$) e a capacidade nominal (kWh) do banco de baterias, e τ o número total de ciclos da bateria, para uma dada profundidade máxima de descarga estabelecida.

Esta estratégia é bastante eficaz e sua utilização é recomendada na maioria dos casos. Uma desvantagem está no fato de não se otimizar, em geral, a parcela de energia que é entregue pelo grupo gerador ao banco de baterias. Na maioria dos casos, estabelece-se que a maior parcela possível de energia disponível no grupo gerador seja entregue às baterias, até que estas atinjam um nível de estado de carga pré-definido. No entanto, nem sempre esta é a solução mais custo-efetiva, pois pode resultar em situações de carregamento rápido do banco, quando a carga suprida é baixa. Em alguns casos, ao contrário, pode ser mais viável que o gerador não contribua para o carregamento do banco de baterias, quando acionado. Para se estabelecer a estratégia que resulte no menor custo operacional, propõe-se aqui um modelo que estima o percentual de penetração ideal do gerador. Este percentual refere-se à soma da energia entregue à carga, que é mantida fixa quando o gerador é acionado, e da energia entregue ao banco de baterias. Em determinadas situações, como aquelas em que a potência não suprida supera constantemente o valor da potência crítica, pode ser mais viável que o gerador não contribua para o carregamento do banco, uma vez que o gerador ficará obrigatoriamente em operação enquanto o critério da potência crítica for satisfeito. Em situações contrárias, este percentual pode ser maior, até alcançar o limite de potência do gerador. A potência do gerador entregue ao banco de baterias (P_{GG-BAT}), respeitando o percentual de penetração (Pen), é definida pela equação (2.8).

$$P_{GG-BAT} = \left(\frac{Pen}{100}\right) P_{GG} \quad (2.8)$$

O valor efetivo do percentual de penetração (Pen) deve respeitar a restrição imposta pela equação (2.9), garantindo, assim, que o grupo gerador nunca opere sobrecarregado.

$$0 \leq Pen \leq (P_{GG} - P_D(t)) \quad (2.9)$$

O termo $P_D(t)$ representa a potência demandada pela carga no instante de tempo em análise. Este termo pode ser igualado a $E_D(t)$, já definido, em casos onde o sistema é avaliado em intervalos horários.

A definição do valor ideal de Pen que representa o menor custo operacional do sistema é o principal objetivo da estratégia proposta.

Quando em operação, e definido o valor ideal de P_{GG-BAT} , traduzido em termos de energia (E_{GG-BAT}), o grupo gerador atende a carga e carrega o banco de baterias simultaneamente, e a equação (2.2) se transforma na equação (2.10):

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + [E_{REN}(t) + E_{GG-BAT}(t)/\eta_{INV}] \eta_{BAT} \quad (2.10)$$

Neste caso, considera-se que o inversor bidirecional apresenta a mesma eficiência η_{INV} em ambos os estágios de conversão, inversão e retificação.

As considerações e restrições pertinentes à estratégia de operação proposta são descritas a seguir:

- Os dados são medidos dentro de intervalos de tempo específicos, que podem ser de 10 minutos ou uma hora, comumente utilizados em estudos energéticos. Todos os dados são considerados como constantes dentro deste intervalo;
- O modelo da bateria considera apenas seu valor de carga em kWh, que aumenta quando a potência gerada é maior que a demandada, e diminui na condição contrária;
- A eficiência de carga e descarga das baterias é considerada constante; e
- Apenas um grupo gerador é considerado, capaz de suprir toda a carga demandada e entregar o excedente às baterias. Esta restrição é característica de sistemas híbridos de pequeno porte instalados no Brasil, onde a capacidade limitada da carga não justifica a instalação de mais de uma unidade geradora, nem por necessidade de potência, nem como estratégia de reserva.

As duas restrições associadas às baterias são impostas pelo próprio modelo adotado neste trabalho, baseado no controle de despacho. A variação dinâmica real, tanto do estado de carga quanto da eficiência das baterias, verificada para condições distintas de taxa de carga e descarga, quantidade de energia armazenada na bateria em um dado instante, temperatura de operação, dentre outros fatores, é objeto de estudo de modelos dinâmicos, geralmente na faixa de milissegundos a poucos segundos, e sua complexidade não o torna aplicável ao presente estudo.

Retornando à Figura 2.2, os dados são medidos na posição onde se encontram as chaves: a energia gerada pela fonte eólica, constituída pela parcela entregue ao banco de baterias (chave 1) e diretamente à carga (chave 2); a energia gerada pela fonte solar, seguindo a mesma convenção da energia eólica (chaves 3 e 4); a energia gerada pelo grupo gerador, entregue às baterias (chave 5) e à carga (chave 6); a energia demandada pela carga (chave 7);

e, por fim, o estado de carga do banco de baterias, medido através do balanço energético resultante das medições associadas a todas as chaves. A soma das energias eólica e solar é representada pelo termo E_{REN} , aqui também referida ao lado c.a., considerando-se a eficiência do processo de conversão c.c.-c.a., da mesma forma que na equação (2.1). Todos os valores de energia são dados em kWh, e de potência em kW.

Partindo dos dados medidos e do pressuposto de que todas as chaves encontram-se abertas no instante de tempo $t - 1$, a relação de atuação de cada chave, a partir do instante t , é apresentada na Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Atuação das chaves para implementação da estratégia de operação.

Condição	Posição das chaves (considerando todas inicialmente ABERTAS)	Ação
$SOC \geq SOC_{max}$ $(P_D - P_{REN}) < P_{CRIT}$	Ch 2 FECHA Ch 4 FECHA Ch 7 FECHA	Renováveis atendem a carga, mas não carregam as baterias
$SOC_{min} \leq SOC < SOC_{max}$ $(P_D - P_{REN}) < P_{CRIT}$	Ch 1 FECHA Ch 2 FECHA Ch 3 FECHA Ch 4 FECHA Ch 7 FECHA	Renováveis atendem a carga e carregam as baterias
$SOC \geq SOC_{max}$ $(P_D - P_{REN}) \geq P_{CRIT}$	Ch 6 FECHA Ch 7 FECHA	Grupo gerador atende somente a carga
$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$ $(P_D - P_{REN}) \geq P_{CRIT}$	Ch 1 FECHA Ch 3 FECHA Ch 5 FECHA* Ch 6 FECHA Ch 7 FECHA	Grupo gerador atende a carga e carrega as baterias paralelamente às fontes renováveis, quando for o caso
$SOC < SOC_{min}$ Qualquer $(P_D - P_{REN})$	Ch 1 FECHA Ch 3 FECHA Ch 5 FECHA* Ch 6 FECHA Ch 7 FECHA	Grupo gerador atende a carga e carrega as baterias paralelamente às fontes renováveis, quando for o caso

* Depende do valor de Pen determinado pela estratégia de operação.

Fonte: Elaboração própria.

O diferencial do modelo proposto é que ele avalia o balanço energético para todo o período em análise, para todos os possíveis valores de Pen . Ao final da simulação, aquele que resultar em um menor custo operacional do sistema, é definido como o percentual ideal.

2.4. Testes e Resultados

Os testes apresentam como objetivo principal a consolidação do modelo aqui proposto, com simulações que ilustram as diferentes situações que podem levar à adoção de diferentes estratégias de operação de SHGEs.

São considerados três casos distintos: dois com dados de um dia apenas, para avaliação dos resultados apresentados pelo modelo em diferentes condições, e outro com dados anuais, a fim de comparação com outro método frequentemente utilizado na literatura.

2.4.1. Caso 1

O primeiro caso analisa um sistema com base em dados de um dia típico. Considera-se um sistema híbrido FV-eólico-grupo gerador hipotético, com dados de energia gerada pelas fontes renováveis e demandada pela carga apresentados na Tabela 2.2, reproduzidos de forma gráfica na Figura 2.3.

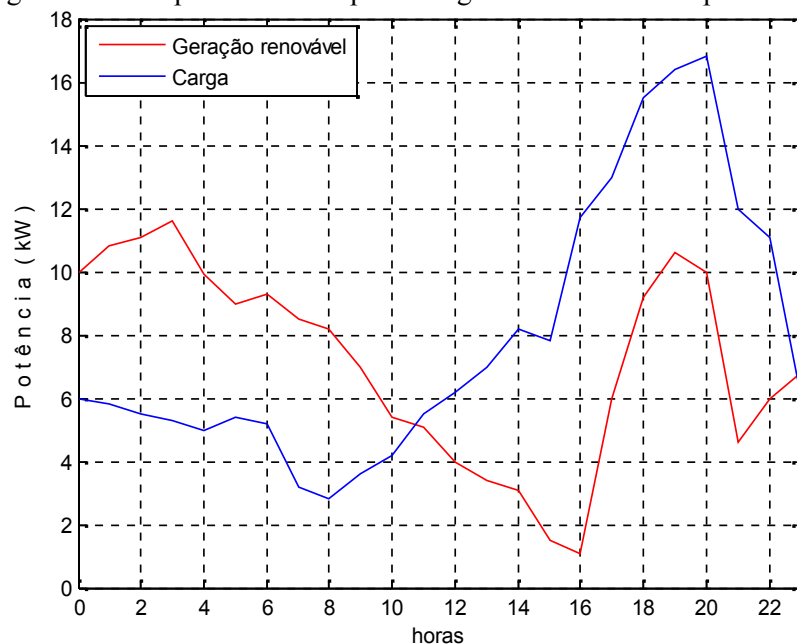
O banco de baterias presente no sistema apresenta 40 unidades de 150 Ah, 12 V, cada, resultando em uma energia total de 72 kWh. Com o limite de profundidade de descarga máximo de 30 %, os valores de estado de carga mínimo (SOC_{min}) e máximo (SOC_{max}) do banco são, respectivamente, iguais a 67,2 e 86,4 kWh, calculados a partir dos valores de tensão de corte por carga baixa e de tensão de fim-de-carga apresentados anteriormente. O valor nominal, de 72 kWh, é definido como o estado de carga inicial do banco, partindo-se do pressuposto de que o banco de baterias não se encontra plenamente carregado ou descarregado quando do efetivo início de operação do sistema. Esta escolha é particular, e deve ser analisada caso a caso. Em situações onde o banco é submetido a um carregamento pleno antes do início de operação, por exemplo, o valor de SOC_{max} deve ser considerado como estado de carga inicial do banco.

Tabela 2.2. Dados de geração e carga para o caso 1.

Hora	E_{REN} (kWh)	E_D (kWh)	Hora	E_{REN} (kWh)	E_D (kWh)
00:00	10,0	6,0	12:00	4,0	6,2
01:00	10,8	5,8	13:00	3,4	7,0
02:00	11,1	5,5	14:00	3,1	8,2
03:00	11,6	5,3	15:00	1,5	7,8
04:00	9,9	5,0	16:00	1,1	11,7
05:00	9,0	5,4	17:00	6,0	13,0
06:00	9,3	5,2	18:00	9,2	15,5
07:00	8,5	3,2	19:00	10,6	16,4
08:00	8,2	2,8	20:00	10,0	16,8
09:00	7,0	3,6	21:00	4,6	12,0
10:00	5,4	4,2	22:00	6,0	11,1
11:00	5,1	5,5	23:00	6,8	6,0

Fonte: Elaboração própria.

Figura 2.3. Comportamento da potência gerada e demandada para o caso 1.

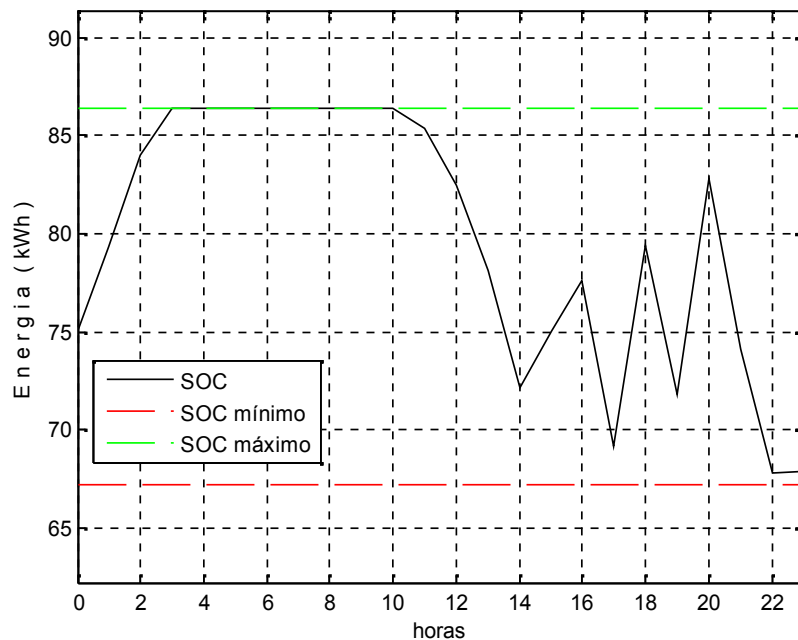


Fonte: Elaboração própria.

O grupo gerador apresenta 25 kVA (20 kW) de capacidade nominal. Para os cálculos de c_{ciclo} e P_{CRIT} foram considerados valores de $c_{COMB} = R\$ 3,00/L$, $c_{BAT} = R\$ 30.000,00$ e $\tau = 1.000$. A potência crítica calculada com base nesses dados é de 7,76 kW. Pela análise da Tabela 2.2, nota-se que o valor da potência não suprida ultrapassa o valor de P_{CRIT} em um único horário, às 16 h.

O comportamento do estado de carga do banco de baterias é apresentado na Figura 2.4. Em função dos dados serem horários, a avaliação do sistema sempre é realizada considerando-se os perfis de geração renovável e de carga na hora seguinte. Para exemplificar, citam-se os dados das 14 h. Neste horário, com geração de 3,1 kW e demanda de 8,2 kW, o banco de baterias possui SOC de 72,11 kWh. Na hora seguinte, às 15 h, com geração de 1,5 kW e demanda de 7,8 kW, o banco atingiria, caso não houvesse nenhuma ação de controle, SOC de 64,96 kWh, menor que o SOC_{min} , portanto. A ação de controle então determina que antes das 15 h o gerador é acionado e, ao invés de descarregar, o banco de baterias é carregado pelo gerador, atingindo, para o caso ótimo de percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias (comentado em seguida), o valor de 75,06 kWh de estado de carga. Logo, o primeiro acionamento do grupo gerador ocorre em função do baixo estado de carga do banco. Na hora seguinte (16 h) ele permanece ligado em função do critério da potência crítica, sendo desligado às 17 h em função do banco possuir energia suficiente para atender a carga. O gerador é acionado novamente em outros dois momentos (18 e 20 h), em ambos os casos também em função do baixo estado de carga do banco. Este comportamento justifica o formato recortado da Figura 2.4 nestes horários.

Figura 2.4. Comportamento do estado de carga do banco de baterias para o caso 1.



Fonte: Elaboração própria.

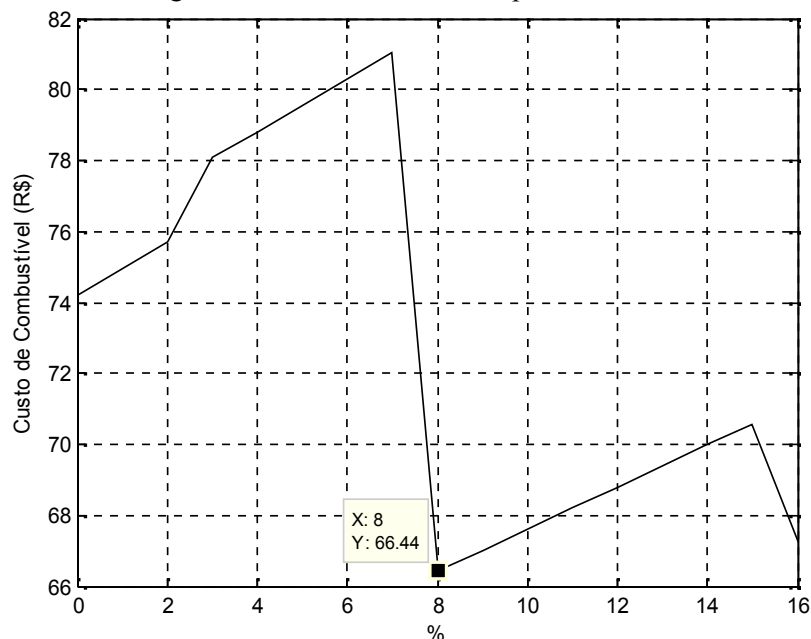
Os custos operacionais do grupo gerador, relacionados ao consumo de combustível, são diretamente proporcionais ao percentual de participação do mesmo no carregamento do banco de baterias, além do atendimento da carga. Pelos valores de potência demandada, verificados na Tabela 2.2, um grupo gerador de 20 kW pode ser considerado bem

dimensionado, e a potência entregue ao banco de baterias, somada à demandada pela carga, não deve necessariamente fazer com que gerador opere a plena carga.

Na simulação realizada, o valor de 8 % (1,6 kW) de percentual de potência entregue ao banco de baterias, com relação à capacidade do grupo gerador, apresenta os melhores resultados, ou seja, os menores custos com combustível. Valores maiores de potência do gerador entregues ao banco de baterias fariam com que o SOC_{max} fosse atingido mais rapidamente; porém, resultariam em maiores custos com combustível em cada acionamento e contribuiriam para um maior desgaste das baterias. Em contrapartida, valores menores que 8 % de participação tornariam o carregamento do banco de baterias muito lento e forçariam um número maior de horas de operação do grupo gerador.

A Figura 2.5 apresenta a curva com a variação destes custos em função do percentual de energia entregue pelo gerador ao banco de baterias. A Tabela 2.3 apresenta os consumos de combustível horário e total, além dos custos, para o caso ideal, de 8 % de contribuição do grupo gerador. A curva da Figura 2.5 demonstra a importância do método proposto. Nota-se, pela diferença entre os valores do custo de combustível obtidos com 8 % (ideal) e 7 % (maior valor observado na análise) de contribuição do grupo gerador ao banco de baterias, que um pequeno erro de ajuste pode resultar em prejuízos econômicos ao sistema. A variação observada nesta análise ocorre porque com 7 % de contribuição o grupo gerador é colocado em operação uma hora diária a mais do que com o valor ideal de 8 % de contribuição.

Figura 2.5. Variação dos custos de combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias para o caso 1.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 2.3. Custo operacional associado ao consumo de combustível para o caso 1.

Hora	Consumo (L)	Custo (R\$)
15:00	4,2086	12,63
16:00	4,9548	14,86
17:00	–	–
18:00	6,3133	18,94
19:00	–	–
20:00	6,6686	20,01
Total:	22,1453	66,44

Fonte: Elaboração própria.

Comparando-se os dados da Tabela 2.3 com uma situação em que o grupo gerador contribuísse com 16 % da potência (3,2 kW) para o carregamento do banco de baterias, os resultados indicariam um consumo diário total de 23,5 litros de combustível e custo de R\$ 70,57, com os mesmos números de horas de acionamento do caso ideal. Já em uma situação com 1 % (0,2 kW) de contribuição, o grupo gerador seria acionado uma hora a mais, com consumo diário total de 75,0 litros de combustível. Estas variações podem ser vistas na curva da Figura 2.5 e o limite de 16 % é utilizado por ser o valor máximo de potência que o gerador pode entregar ao banco de baterias no horário de maior demanda da carga, às 20 h (16,8 kW).

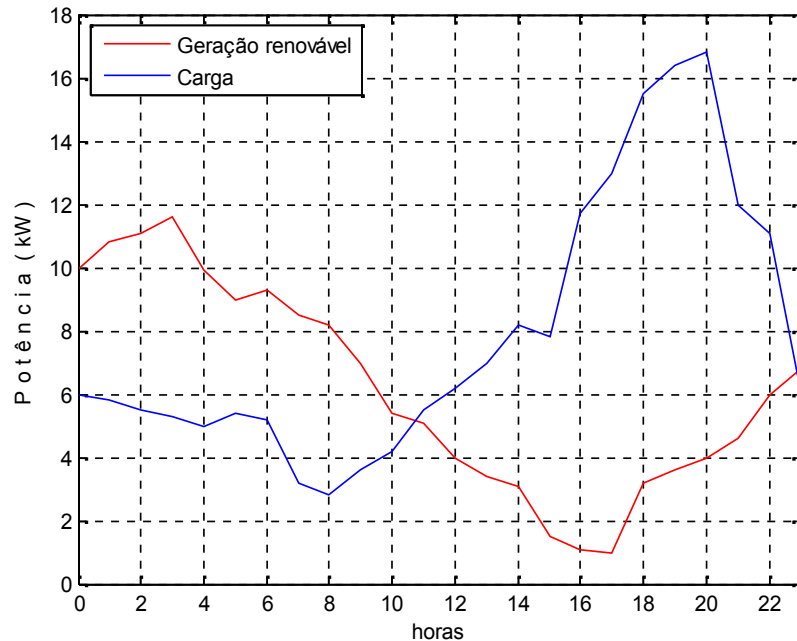
O método proposto mostra-se interessante por avaliar conjuntamente o custo de ciclagem do banco de baterias e o custo relacionado ao consumo de combustível do grupo gerador. O percentual de penetração ideal calculado objetiva a minimização das desvantagens de algumas estratégias de operação de SHGEs. Não deve haver cargas rápidas no banco de baterias ou minimização do aproveitamento da energia proveniente das fontes renováveis, consequências de uma elevada contribuição do grupo gerador no carregamento do banco, ao mesmo tempo em que a carga é sempre satisfeita, diferentemente do que geralmente ocorre em sistemas que não contam com grupos geradores.

2.4.2. Caso 2

O caso 2 é bastante semelhante ao caso 1, tendo sido alterados somente dados de geração, com o objetivo de tornar a curva geração renovável *versus* consumo menos coincidente, elevando, conseqüentemente, o número de períodos em que o critério da potência crítica é satisfeito e elevando também a dependência do sistema com relação ao grupo gerador. Os dados alterados foram somente os do período compreendido entre 17 e 20 h, com

redução considerável da contribuição das fontes renováveis, conforme apresentado nas curvas de geração e carga da Figura 2.6. Todos os demais dados são idênticos aos do caso 1.

Figura 2.6. Comportamento das energias gerada e demandada para o caso 2.

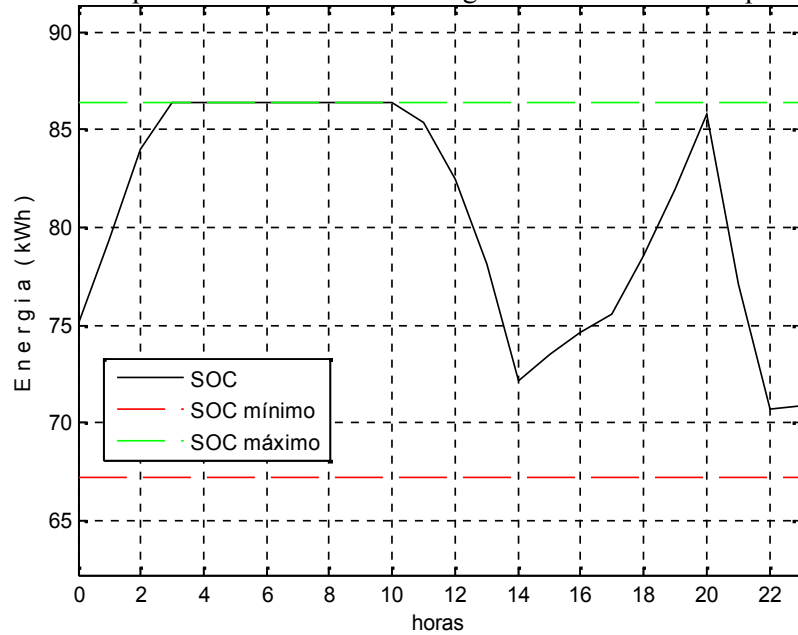


Fonte: Elaboração própria.

Neste caso, assim como no anterior, o grupo gerador é inicialmente acionado pelo critério do baixo estado de carga do banco, às 15 h. O critério da potência crítica também é inicialmente satisfeito às 16 h; no entanto, aqui este critério continua a ser satisfeito até às 20 h, mantendo o grupo gerador acionado durante este período independentemente do estado de carga do banco de baterias.

Esta situação faz com que durante todo o período o banco de baterias seja lentamente carregado pelas fontes renováveis, até atingir um estado de carga satisfatório, no momento em que o critério da potência crítica deixa de ser satisfeito e o grupo gerador é desligado. A Figura 2.7 apresenta o comportamento do estado de carga do banco de baterias para esta situação, onde é possível notar que o carregamento do banco somente pelas fontes renováveis é satisfatório, com o estado de carga atingindo seu valor máximo, praticamente igual a SOC_{max} , no momento em que o critério da potência crítica deixa de ser satisfeito.

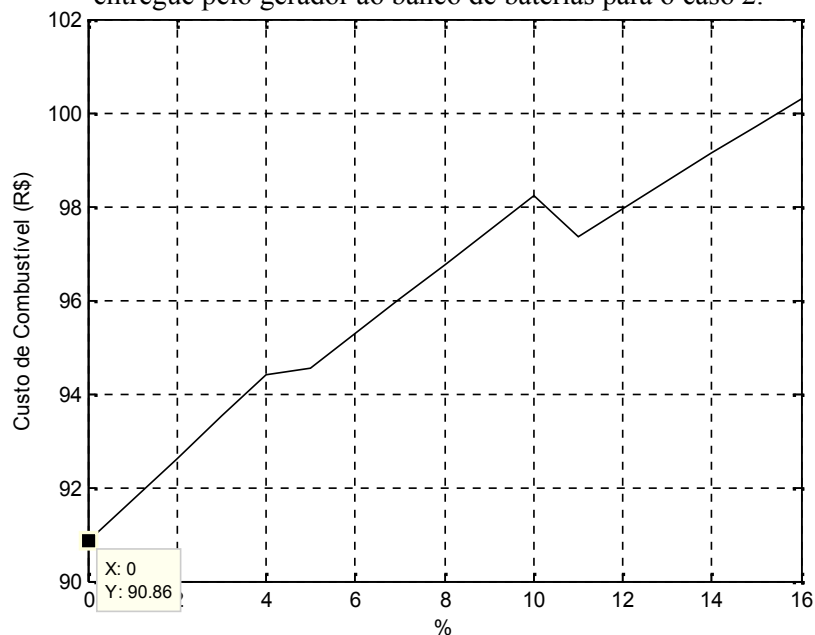
Figura 2.7. Comportamento do estado de carga do banco de baterias para o caso 2.



Fonte: Elaboração própria.

Neste caso, o carregamento das baterias pelo gerador, apesar de contribuir para o aumento de sua eficiência, eleva os custos com combustível sem que haja real necessidade. O resultado é que a estratégia proposta indica que o percentual de penetração igual a zero é a solução mais viável, como ilustra a Figura 2.8, que apresenta a variação dos custos combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias, com valor total de R\$ 90,86 para o caso ideal, de percentual zero. Qualquer valor de energia entregue às baterias resulta em aumento de custos.

Figura 2.8. Variação dos custos operacionais com combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias para o caso 2.



Fonte: Elaboração própria.

O primeiro objetivo deste estudo de caso é comprovar que, apesar da estratégia de se utilizar o grupo gerador para carregar paralelamente o banco de baterias sempre que acionado ser eficaz em muitos casos e já ser amplamente utilizada em muitos SHGEs no mundo, em alguns casos particulares ela pode não representar a solução economicamente mais viável. A estratégia aqui proposta identifica estes casos, e indica o percentual de penetração que resulta no valor economicamente mais interessante para o sistema.

Como segundo objetivo deste estudo de caso, os dados de geração e carga aqui utilizados foram propositadamente idênticos aos apresentados por Pinho et al. (2004), com a finalidade de comparar os dois sistemas e investigar a aplicação de técnicas de inteligência artificial, no caso a baseada em sistemas difusos, ao problema das estratégias operacionais de sistemas híbridos. Ambos os sistemas utilizam a estratégia de estado de carga; porém, no presente trabalho são adicionadas as estratégias da potência crítica e do percentual de penetração ótimo do grupo gerador.

Os resultados do método utilizando lógica difusa apresentam dados de consumo de combustível no período considerado de 34,1 litros, contra 30,3 litros do caso aqui proposto. Se considerado ainda o fato de que a estratégia da potência crítica aumenta a vida útil das baterias, por evitar eventuais situações de descargas rápidas, os resultados aqui apresentados são ainda mais significativos.

Os melhores resultados preliminares do presente modelo não indicam necessariamente que a lógica difusa não seja bem aplicada a estes problemas, porém, indicam que com os parâmetros considerados, energia gerada, energia demandada e estado de carga do banco de baterias, o método do percentual ótimo de contribuição do grupo gerador no carregamento do banco pode resultar em uma maior viabilidade econômica ao sistema. Porém, estudos futuros relacionados ao aprimoramento do método proposto por Pinho et al. (2004), incluindo a mesma proposta de percentual ótimo, pode alterar este cenário preliminar.

Os resultados obtidos na presente simulação, de menores custos operacionais associados a menores gastos com combustível, aliados a um aumento da vida útil das baterias, apontam para soluções mais viáveis, uma vez que esses dois fatores são determinantes para o equilíbrio econômico de sistemas híbridos.

2.4.3. Caso 3

Este caso é mais geral, utilizando dados anuais, tendo dois objetivos básicos. O primeiro é avaliar o comportamento do modelo em condições distintas de recursos renováveis,

mantendo a mesma demanda, sendo comparados dois meses do ano: o de maior e o de menor disponibilidade dos recursos solar e eólico. O segundo objetivo é comparar os resultados obtidos com uma simulação realizada no programa HOMER, desenvolvido pelo NREL (HOMER, 2014), com a utilização dos mesmos dados de entrada.

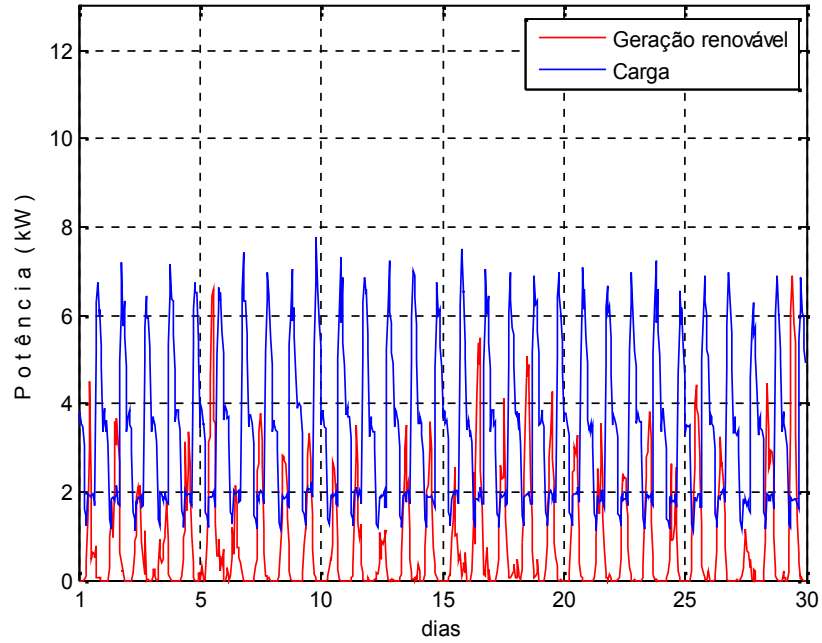
Os dados de geração foram simulados, nos dois programas, a partir de dados horários de velocidade de vento e radiação solar reais, medidos em uma comunidade localizada em região litorânea do estado do Pará, Brasil. Os dados de carga são aproximados, baseados em medições pontuais na mesma comunidade e extrapolados para o período de um ano.

O sistema híbrido é o que foi efetivamente instalado no local, com dois aerogeradores de 7,5 kW cada, um arranjo FV de 3,84 kWp, grupo gerador a diesel de 40 kVA (32 kW), banco de baterias composto por 64 unidades de 12 V, 150 Ah (30 % de profundidade máxima de descarga) cada, inversor de tensão de 18 kW (considerada eficiência de 90 %), e demais equipamentos acessórios. Consideram-se, ainda, valores de $c_{COMB} = \text{R\$ } 3,00/\text{L}$, $c_{BAT} = \text{R\$ } 48.000,00$ e $\tau = 1.000$. A potência crítica é igual a 12,41 kW.

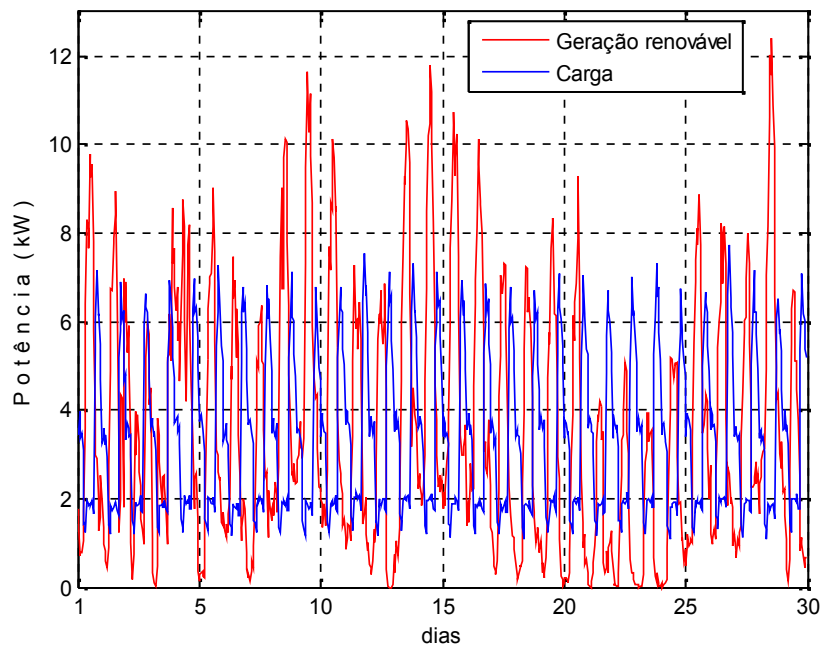
Inicialmente são comparados resultados com dados de entrada de meses com diferentes disponibilidades de recursos renováveis. Na região Norte do Brasil os meses do início do ano apresentam menores valores, tanto de irradiância quanto de velocidade de vento. Esses valores atingem seu máximo no segundo semestre. No caso particular da comunidade onde os dados foram medidos, o mês que apresentou menores médias foi abril, e o que apresentou as melhores médias foi setembro, somadas as fontes solar e eólica. Todos os demais dados de entrada, apresentados no parágrafo anterior, são idênticos para ambos os meses.

Os perfis de geração e demanda para os meses de abril e setembro são apresentados na Figura 2.9. Nesta figura, assim como em outras posteriores onde os dados são mensais ou anuais, o objetivo principal dos gráficos é ilustrar diferenças entre os resultados, mesmo não sendo possível a avaliação detalhada dos valores pontuais. No caso da Figura 2.9 o objetivo é ilustrar a geração renovável (linha vermelha) consideravelmente superior em setembro (b), quando comparada a abril (a).

Figura 2.9. Perfis de geração e demanda em (a) abril e (b) setembro.



(a)



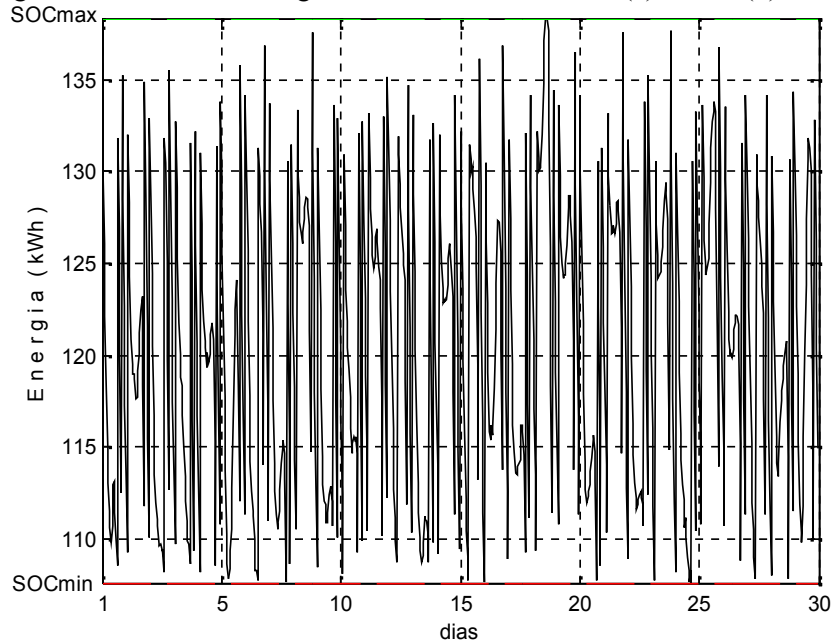
(b)

Fonte: Elaboração própria.

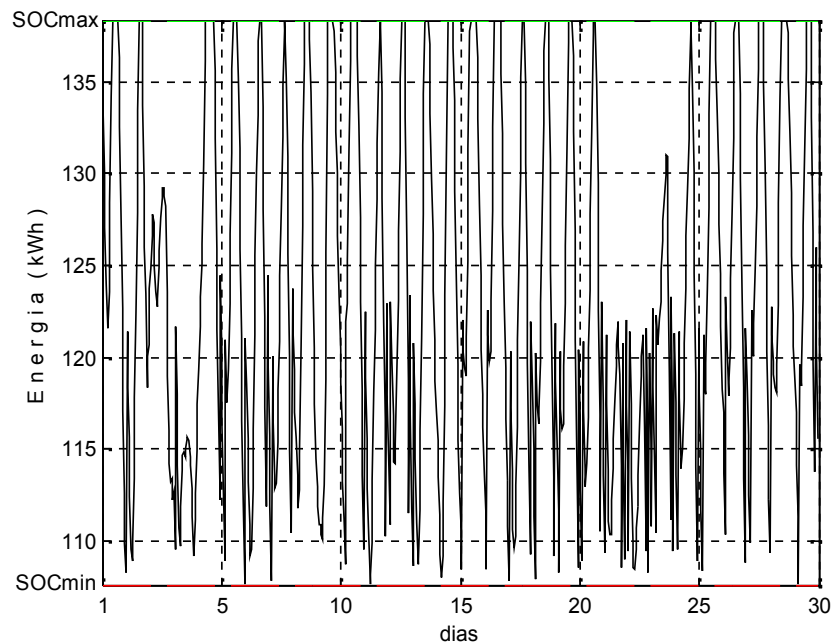
Como esperado, o período com melhores níveis de recursos renováveis apresenta um menor número de situações de baixo estado de carga do banco de baterias. Além disso, nota-se que no mês de abril há uma maior uniformidade entre os dados de geração e demanda; já em setembro há predominância de períodos em que a geração renovável é consideravelmente maior que a demanda, e dois curtos períodos, entre os dias 3 e 4 e entre os dias 20 e 25, em que a geração cai e se torna menor que a demanda. Este comportamento reflete-se nas curvas da Figura 2.10, especialmente em (b), pois estes mesmos períodos são os únicos em que o

SOC do banco de baterias não se mantém próximo ao valor de SOC_{max} . No mês de setembro o grupo gerador opera durante 43 horas, contra 74 horas no mês de abril, em ambos os casos considerando garantia do suprimento ininterrupto à comunidade nas 720 horas de cada mês. Assim como no caso da Figura 2.9, em função dos dados mensais gerarem muitos pontos no gráfico, aqui também objetiva-se apresentar a diferença no comportamento do estado de carga do banco de baterias nos dois meses, como já explicado, e não a avaliação pontual dos gráficos.

Figura 2.10. Estado de carga do banco de baterias em (a) abril e (b) setembro.



(a)



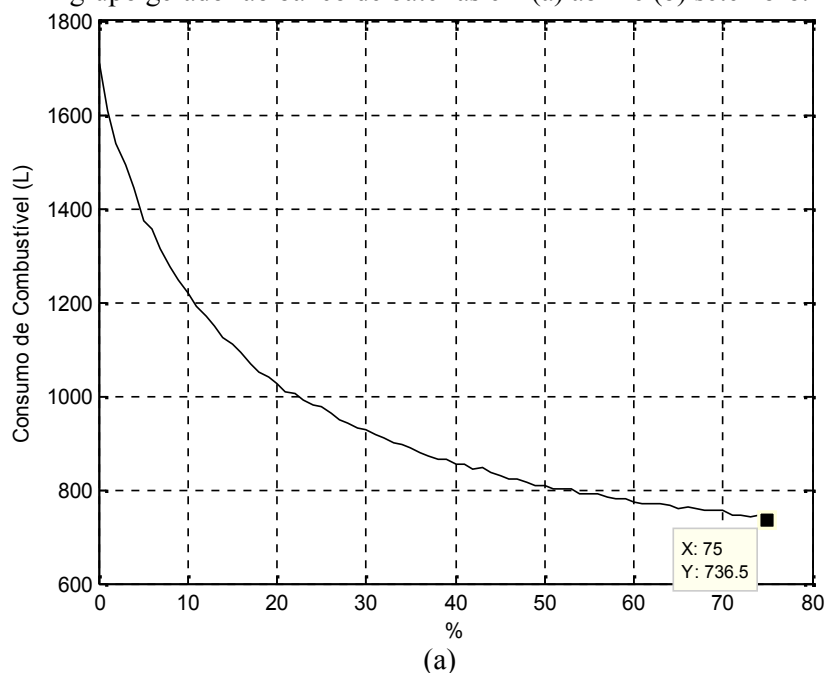
(b)

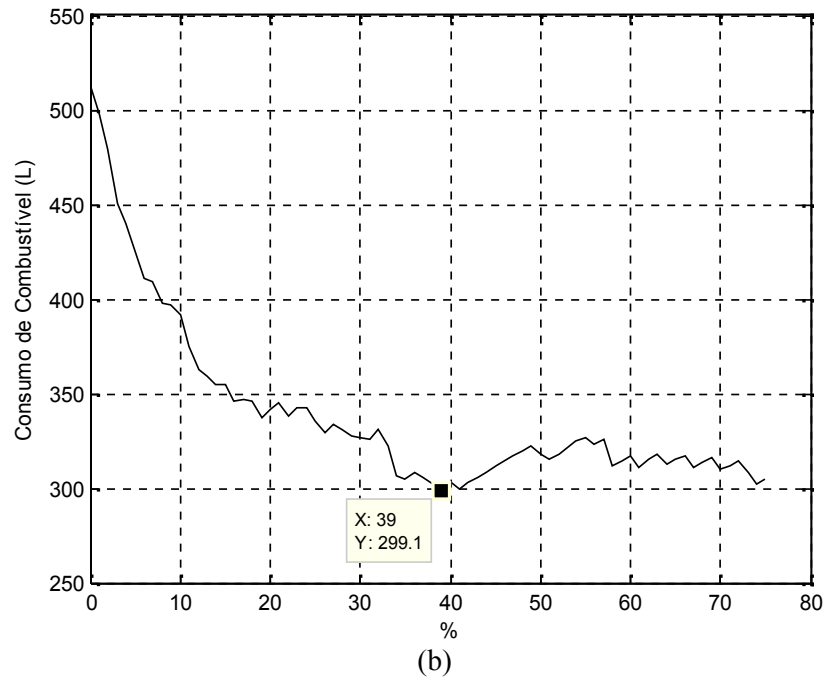
Fonte: Elaboração própria.

As situações apresentadas na Figura 2.10 são verificadas para o percentual de carregamento ideal do banco de baterias por parte do grupo gerador, igual a 75 % em abril e 39 % em setembro, como pode ser observado na Figura 2.11. Estes valores elevados, particularmente para abril, são justificados pelo sobredimensionamento do grupo gerador, cuja potência nominal, 32 kW, é aproximadamente 4 vezes maior que a carga máxima verificada no período, de 7,8 kW, diferentemente do verificado no caso 1. Os valores de consumo de combustível são iguais a 736,5 e 299,1 litros, respectivamente para os períodos com os piores e os melhores níveis de recursos renováveis, resultando em custos operacionais de R\$ 2.209,40 e R\$ 897,23.

A diferença entre as curvas da Figura 2.11 também pode ser justificada pela maior uniformidade dos dados de geração e demanda em abril, resultando em uma maior uniformidade da curva da Figura 2.11 (a), e no formato recortado em (b). Neste caso, em setembro, como a contribuição renovável é maior, justifica-se uma menor participação do grupo gerador no carregamento do banco de baterias (39 %), em comparação com o mês de abril (75 %).

Figura 2.11. Variação do consumo de combustível em função do percentual de potência entregue pelo grupo gerador ao banco de baterias em (a) abril e (b) setembro.





Fonte: Elaboração própria.

Como segundo objetivo do presente estudo de caso, os resultados obtidos pelo modelo proposto são comparados com os obtidos pelo HOMER, agora em base anual, para compatibilizar os dados de entrada com este programa. Os resultados indicam valores próximos entre os dois métodos. Os parâmetros operacionais são os mais importantes em análises de estratégias de despacho, sendo alguns deles, os relacionados à operação do grupo gerador a diesel, apresentados na Tabela 2.4.

Tabela 2.4. Parâmetros relacionados à operação do grupo gerador.

Parâmetro	HOMER	Proposto
Horas de operação (h/ano)	877	718
Consumo de combustível (L/ano)	7.910	7.095

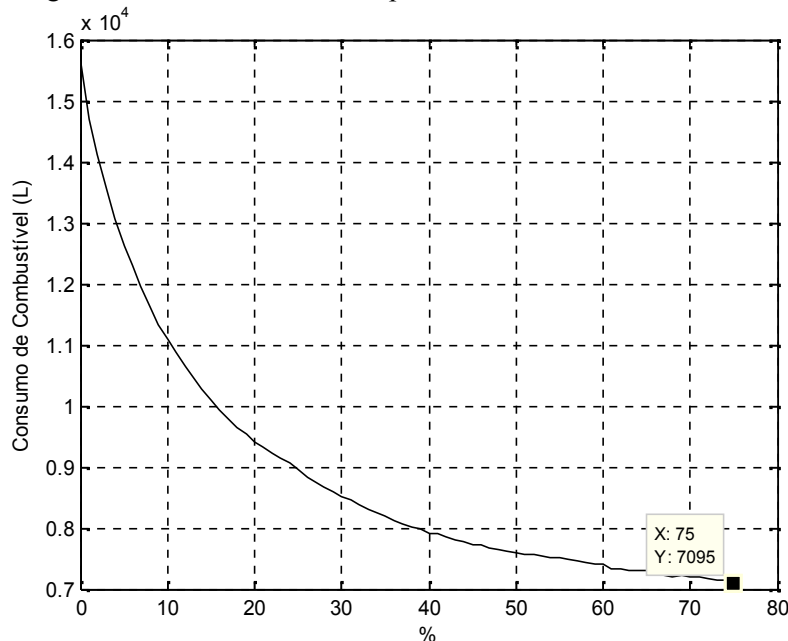
Fonte: Elaboração própria.

Na tabela acima pode-se observar uma proximidade entre os resultados. Os menores valores apresentados pelo método proposto, principalmente resultantes da otimização do percentual de penetração do grupo gerador, não indicam necessariamente que o presente método é melhor que o HOMER, mesmo por que este último é um modelo de otimização e, por isso, leva em consideração um grande número de parâmetros na análise, especialmente os econômicos, que podem resultar em variações no resultado final. De todo modo, não é objetivo do presente estudo a indicação da melhor metodologia, e sim constatar que o método proposto apresenta resultados próximos aos de um programa utilizado mundialmente. No próximo capítulo, que trata da otimização do dimensionamento do sistema, são apresentados

novos estudos de caso, onde a comparação com o HOMER é mais adequada, uma vez que a finalidade principal de ambos é a otimização do dimensionamento do sistema.

O percentual de penetração ótimo calculado pela presente simulação, 76 %, está relacionado ao maior valor de potência que o grupo gerador pode fornecer à carga e ao banco de baterias conjuntamente. Este valor é justificado pelo sobredimensionamento do grupo gerador, como já citado anteriormente. Menores percentuais de penetração resultam em um maior número de horas de operação do gerador, para manter o estado de carga do banco em níveis satisfatórios, além de operar o grupo gerador com carregamento muito baixo, o que o afasta de sua maior eficiência. A Figura 2.12 apresenta a variação do consumo de combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias.

Figura 2.12. Variação do consumo de combustível em função do percentual de potência entregue pelo gerador ao banco de baterias para o sistema com dados anuais.

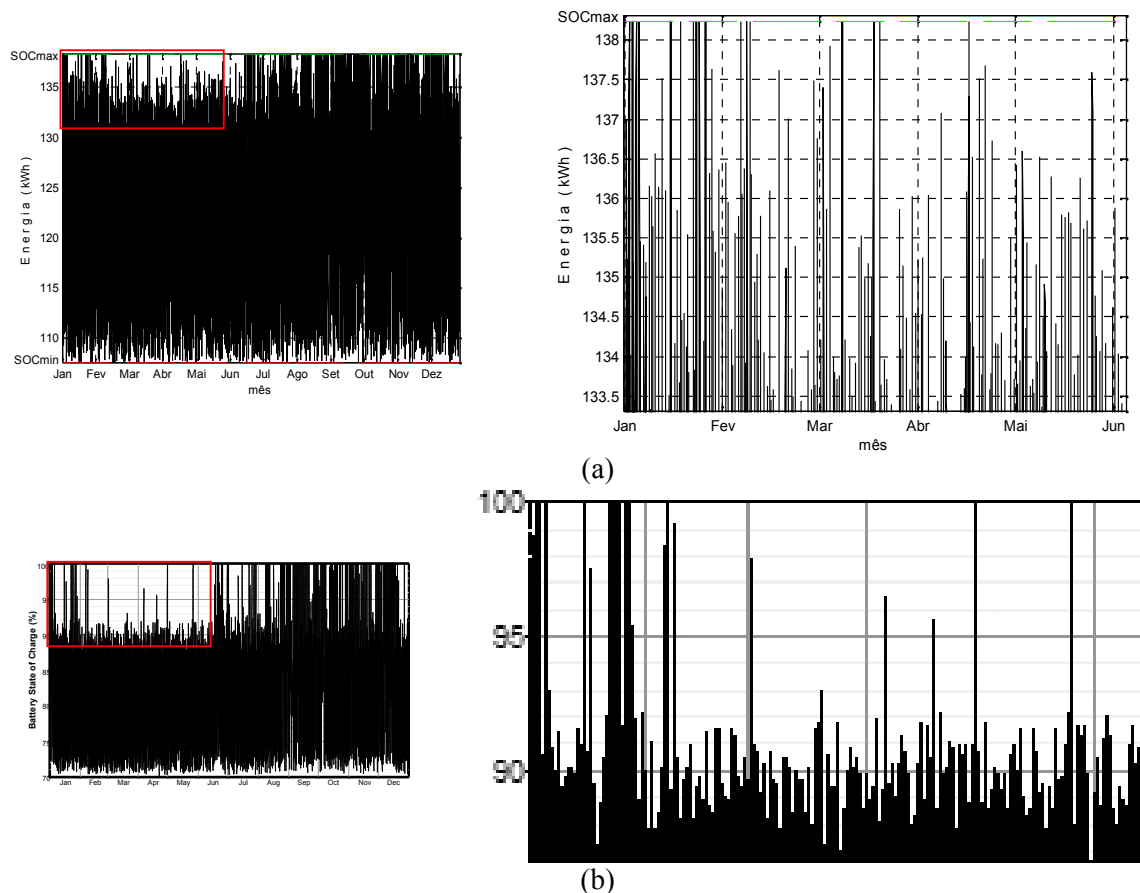


Fonte: Elaboração própria.

A determinação do percentual de penetração ideal configura-se na principal diferença entre o método proposto e o programa HOMER, refletindo diretamente no estado de carga do banco de baterias ao longo do ano. A Figura 2.13 apresenta um comparativo entre os estados de carga nos dois métodos, onde se pode mais uma vez verificar a semelhança entre ambos. No caso proposto, em (a), nota-se na imagem ampliada à direita que o estado de carga nos meses de menor disponibilidade de recurso renovável mantém-se em níveis um pouco mais elevados que no caso simulado pelo HOMER, em (b). Isto ocorre em função do melhor aproveitamento da energia gerada pelas fontes renováveis no primeiro, resultado da estratégia do percentual de contribuição ideal do grupo gerador no carregamento do banco de baterias.

Assim como já explicado para figuras anteriores, a dificuldade em se analisar dados dos gráficos, mais evidente nestes abaixo, em função do período anual, faz com que a análise seja mais qualitativa, com o objetivo de apresentar as pequenas diferenças observadas entre os resultados do modelo proposto e do HOMER, mais evidentes nos pontos destacados pelas imagens ampliadas.

Figura 2.13. Comparação entre os estados de carga do banco de baterias no (a) método proposto e no (b) HOMER.



Fonte: Elaboração própria.

2.5. Considerações Finais

Dentre as diversas configurações e estratégias de operação possíveis de sistemas híbridos, a do estado de carga das baterias é aquela que vem apresentando melhores resultados em estudos divulgados na literatura mundial. No entanto, o aprimoramento desta estratégia, aliando-a a outras que possam conferir resultados ainda melhores, é o objetivo principal de pesquisas recentes. Com base nos resultados apresentados, o presente trabalho considera que as estratégias de potência crítica e a do ponto ótimo de carregamento do grupo gerador são eficazes na busca por este objetivo.

A principal vantagem do método proposto é aliar os bons resultados verificados com sua relativa simplicidade de implementação, ideal para o estágio de desenvolvimento de sistemas híbridos no Brasil. Estratégias mais refinadas, como as que utilizam controles inteligentes para operar os componentes do sistema, apesar de eficientes, apresentam alta complexidade de implementação na prática, o que pode dificultar sua utilização em locais remotos, onde os SHGEs são potencialmente melhor aplicados no Brasil.

CAPÍTULO 3

Otimização do Dimensionamento de Sistemas Híbridos

3.1. Considerações Iniciais

O dimensionamento de sistemas híbridos para geração de eletricidade apresenta características particulares, que tornam esta etapa mais crítica do que na maioria dos outros sistemas de geração. A presença de mais de uma fonte, intermitentes ou firmes, e de sistemas de armazenamento, aliados a diferentes estratégias de operação, faz com que o correto dimensionamento do sistema seja tarefa relativamente complexa, mais ainda quando se insere no modelo outro componente determinante, o custo. Soluções que aumentam a disponibilidade energética tendem, naturalmente, a elevar os custos, fazendo com que o problema tenha objetivos múltiplos e conflitantes entre si. A tarefa de otimização do dimensionamento de sistemas híbridos para geração de eletricidade (SHGEs) pode ser auxiliada por técnicas clássicas de otimização, como programação inteira e linear, por exemplo, técnicas baseadas em inteligência computacional, técnicas heurísticas e meta-heurísticas. Dentre estas possíveis técnicas, as meta-heurísticas vêm demonstrando forte aceitação, principalmente pelo fato de conseguirem resolver adequadamente problemas de otimização com características de explosão combinatória, como as observadas no dimensionamento de SHGEs.

3.2. Formulação do Modelo

A principal desvantagem da utilização de fontes renováveis para a eletrificação de sistemas isolados é o caráter intermitente de algumas dessas fontes, dependentes de recursos naturais impossíveis de serem plenamente controlados e preditos. Tal fato leva os sistemas baseados em fontes renováveis a uma condição de insegurança aparente, devendo-se prever sistemas de armazenamento de porte suficiente para o atendimento da carga em períodos tão longos quantos forem os dias em que o recurso primário é escasso. Uma das possibilidades para se minimizar o problema é a hibridização do sistema, reunindo fontes que possam se complementar e garantir maior segurança ao sistema.

Em função do exposto, a etapa de dimensionamento de SHGEs passa a assumir um papel determinante para a sustentabilidade do sistema. O que poderia, portanto, ser um simples exercício de adequação de capacidade de geração de energia à carga torna-se uma tarefa complexa, que necessita muitas vezes de grande esforço de simulações para se indicar

quais fontes, em qual configuração, com quais estratégias de despacho e com qual capacidade de armazenamento um sistema melhor se apresenta para uma dada relação entre disponibilidade de recurso primário e carga a ser suprida.

Com o passar do tempo a execução desta tarefa tornou-se mais amigável, graças aos avanços nas ferramentas computacionais, que vêm permitindo que diferentes métodos de otimização sejam aplicados à área de sistemas com fontes renováveis (BAÑOS et al., 2011).

Antes do dimensionamento, no entanto, precisam ser definidos modelos energéticos de cada subsistema, atentando para o fato de que a precisão do modelo é fator determinante para que a ferramenta de otimização seja confiável e apresente bons resultados.

Modelar um SHGE significa desenvolver modelos computacionais de seus componentes, assim como dos fatores que influenciam o sistema. A modelagem possibilita diferentes simulações, cujo principal objetivo é avaliar o comportamento de um sistema em um determinado período e sob diferentes condições (NOTTON et al., 2006).

Ainda segundo Notton et al. (2006), os requisitos de otimização de um SHGE podem ser classificados de acordo com os componentes do sistema, e de acordo com diferentes parâmetros, na forma expressa a seguir:

De acordo com os componentes do sistema:

- Modelagem individual de cada componente;
- Modelagem do sistema como um todo;
- Despacho ótimo da energia.

De acordo com diferentes parâmetros:

- Avaliação dos recursos primários disponíveis, incluindo combustível;
- Custos de energia do sistema, que contemplam custos de investimento, de reposição, de operação e de manutenção;
- Sustentabilidade do sistema.

O presente trabalho aborda todos estes itens. Nas seções 3.2.1 a 3.2.4 os modelos individuais dos componentes são apresentados, com base nos recursos primários disponíveis. Os aspectos econômicos são apresentados na seção 3.2.5. A modelagem do sistema como um todo, consequência dos modelos individuais dos componentes e do modelo econômico, é apresentada na seção 3.2.6. O despacho de energia é o proposto no Capítulo 2 e, finalmente, a

sustentabilidade do sistema é garantida inicialmente pela continuidade do fornecimento de energia, baseada no modelo de gestão proposto no Capítulo 4.

3.2.1. Geração Fotovoltaica

O principal parâmetro para a estimativa de geração de sistemas fotovoltaicos (FV) é a radiação solar captada pelo gerador FV. A energia gerada (E_{FV}) por um sistema FV qualquer, dada em kWh, em um determinado instante de tempo t , pode ser obtida a partir da equação (3.1) (BLASQUES, 2005).

$$E_{FV}(t) = \frac{P_{FV}G_n(t)}{pe_{FV}} \quad (3.1)$$

sendo P_{FV} a potência efetivamente instalada do gerador FV, em kW_p, e o termo pe_{FV} , adimensional, refere-se a todas as perdas associadas ao processo de geração, notadamente àquelas relacionadas a perdas por dispersão das características dos módulos, ou seja, a diferença entre a potência de pico fornecida nos dados de placa do equipamento e a efetivamente fornecida, dadas as variações entre as condições padrão de teste dos módulos e as reais. O termo varia de acordo com a região: as tropicais, de clima muito quente, tendem a apresentar maiores perdas, devido à pouca, ou quase nenhuma, probabilidade de se obter na prática duas condições padrão de teste simultaneamente, que são irradiância de 1.000 W/m² e temperatura de célula de 25 °C. Nessas regiões, um valor de pe_{FV} que confere bons resultados é o de 1,25 (BLASQUES, 2005).

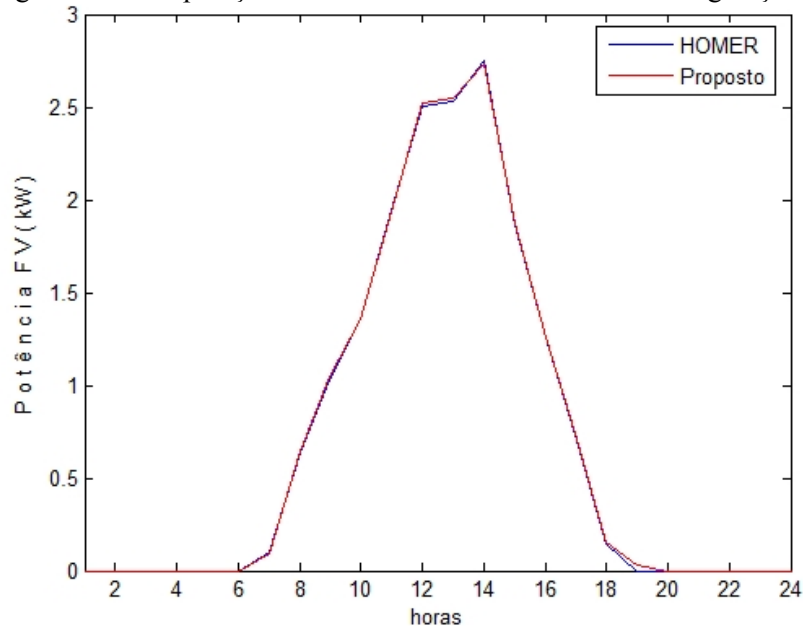
O termo G_n , dado em horas, refere-se ao valor de irradiação verificado em determinado instante de tempo, normalizado em relação ao valor de irradiância de 1.000 W/m², como apresentado na equação (3.2). Este termo é equivalente ao número de horas de sol pleno (HSP), denominação comumente utilizada na indústria fotovoltaica. O termo G refere-se à irradiação solar medida no intervalo de tempo t , em Wh/m². Se a irradiação for medida em intervalo horário, G pode ser utilizado na equação (3.1) exatamente da forma como calculado abaixo; caso contrário, deve ser convertido para valor horário.

$$G_n(t) = \frac{G(t)}{1.000 \text{ W/m}^2} \quad (3.2)$$

A fim de se verificar a precisão do método proposto, este foi comparado ao método utilizado pelo HOMER, programa já apresentado no capítulo anterior, tendo como base os mesmos dados de radiação solar. Os métodos foram comparados e validados para diferentes condições e, a título de exemplo, a Figura 3.1 apresenta gráficos da energia gerada estimada para um dia pelos dois métodos, em base horária. O pequeno erro relativo entre as duas

curvas, de 0,39 %, indica a aplicabilidade do método proposto. Um ponto interessante a destacar é que o HOMER utiliza modelo similar ao aqui apresentado, também considerando um fator de perdas, chamado fator de correção (do inglês “*derating factor*”), considerado igual a 80 % no caso da simulação apresentada na figura abaixo. Na explanação sobre este fator, o programa HOMER sugere fatores de 90 % para climas temperados, e de 70 a 80 % para climas quentes, como é o caso das regiões Norte e Nordeste do Brasil.

Figura 3.1. Comparação entre dois métodos de estimativa de geração FV.



Fonte: Elaboração própria.

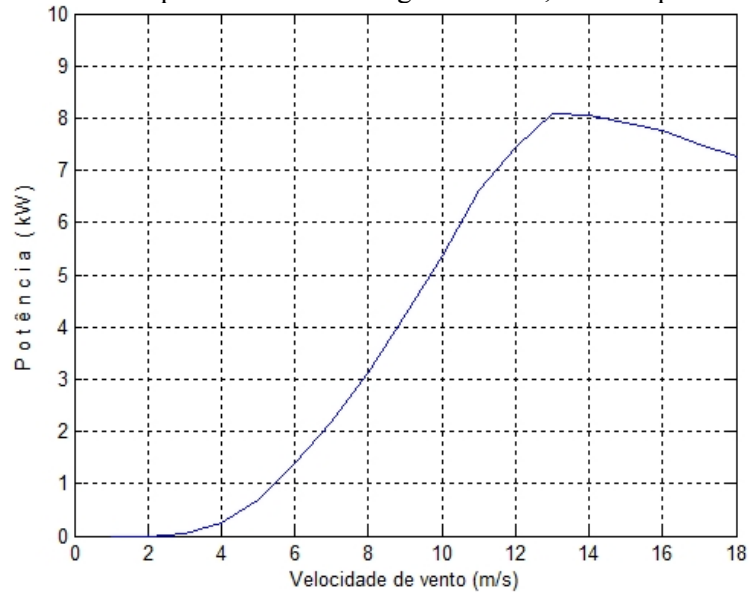
3.2.2. Geração Eólica

A estimativa de dados de geração eólica depende, fundamentalmente, da disponibilidade de duas séries de dados. A primeira é relativa aos dados medidos, sendo a velocidade de vento o parâmetro de interesse, e a segunda é a curva de potência do aerogerador. Esta curva é normalmente fornecida dentro de intervalos unitários de velocidade, cada um relacionado a um valor de potência fornecida pelo aerogerador. Sendo v a velocidade de vento efetivamente medida, em m/s, no instante de tempo t , (v_1, P_1) a relação velocidade-potência (m/s, kW) do intervalo imediatamente anterior a v , e (v_2, P_2) a relação velocidade-potência (m/s, kW) do intervalo imediatamente posterior a v , a equação (3.3) apresenta a metodologia de cálculo para a potência instantânea fornecida por um aerogerador (P_{AERO}), em kWh, correspondente ao valor real de v na curva de potência do aerogerador (KOUTROULIS, 2006). Em simulações horárias, o valor da energia elétrica gerada pelo aerogerador (E_{AERO}) pode ser igualado a P_{AERO} ; para outros períodos de tempo devem ser realizados os devidos ajustes para a determinação de E_{AERO} .

$$P_{AERO}(t) = P_1 + (v(t) - v_1) \frac{P_2 - P_1}{v_2 - v_1} \quad (3.3)$$

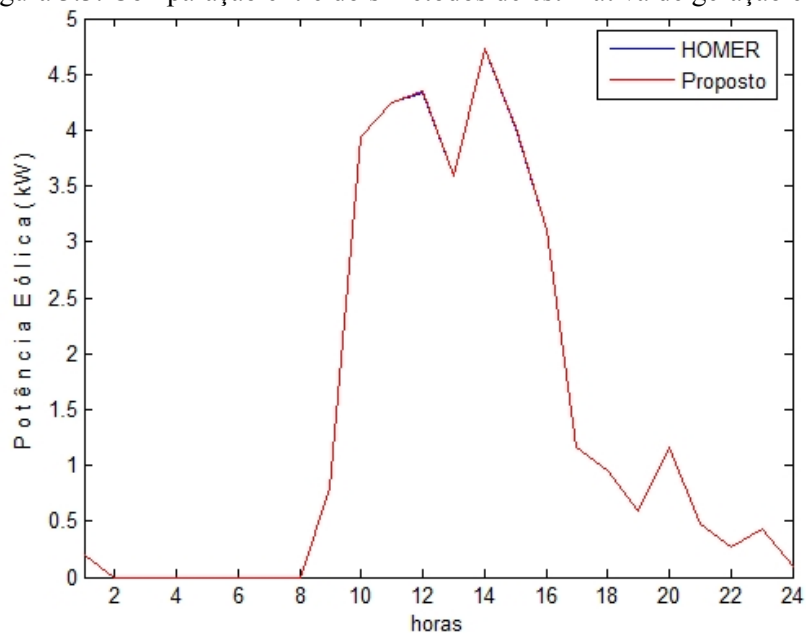
A fim de testar o método, o mesmo foi comparado com o utilizado pelo programa HOMER, fazendo uso de dados horários de velocidade de vento de uma localidade do estado do Pará e da curva de potência apresentada na Figura 3.2, de um aerogerador de 7,5 kW de potência nominal. Assim como no caso da geração FV, os métodos foram comparados e validados para diferentes condições e diferentes aerogeradores, com a Figura 3.3 apresentando, a título de exemplo, o gráfico comparativo entre os dois métodos, com simulações no período de um dia. A semelhança praticamente total entre as duas curvas, com erro relativo de apenas 0,11 %, comprova os bons resultados do modelo aqui apresentado.

Figura 3.2. Curva de potência de um aerogerador de 7,5 kW de potência nominal.



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados da curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante.

Figura 3.3. Comparação entre dois métodos de estimativa de geração eólica.



Fonte: Elaboração própria.

3.2.3. Grupos Geradores

Ao contrário das fontes renováveis solar e eólica, onde a geração de eletricidade depende de um recurso intermitente, sujeito às condições climáticas locais, a geração através de grupos geradores pode ser considerada uma fonte contínua, também chamada de fonte firme, com o gerador entregando a energia de forma ininterrupta a uma determinada carga, desde que ela esteja dentro da capacidade de potência do gerador e que haja combustível disponível.

Os grupos geradores são atualmente encontrados no mercado em uma vasta gama de capacidades, e a especificação do equipamento mais adequado para compor um sistema híbrido depende, fundamentalmente, da carga a ser atendida, da estratégia de operação adotada, dentre as apresentadas no Capítulo 2, e da qualidade da energia fornecida pelo grupo gerador. Em estratégias onde a eletricidade gerada pelo grupo gerador, além de atender à carga, carrega o banco de baterias, o equipamento é normalmente especificado de acordo com a potência de pico demandada. Dessa forma, o grupo gerador é capaz de atender satisfatoriamente à carga, mesmo em situações pouco frequentes, onde toda a carga instalada é utilizada ao mesmo tempo, assim como pode entregar uma parte de seu excedente de capacidade para armazenamento no banco de baterias, em situações típicas de consumo inferior ao de pico. Além disso, como já comentado, tal estratégia contribui para operação do grupo gerador em melhores situações de carregamento, aumentando, assim, a eficiência do conjunto.

No momento em que é acionado, o grupo gerador entrega uma parte da energia elétrica gerada à carga, e uma parte ao banco de baterias. À carga, a energia entregue é exatamente aquela que é demandada; ao banco, depende do percentual de penetração (Pen) do grupo gerador no carregamento do banco, principal parâmetro calculado pelo modelo proposto pelo presente trabalho, apresentado no Capítulo 2. A parcela de potência entregue ao banco pelo gerador (P_{GG-BAT}) é calculada pela equação (2.8), com restrição imposta pela equação (2.9).

Conhecendo-se a potência entregue pelo gerador à carga ($P_D(t)$) e o valor de $P_{GG-BAT}(t)$, ambas em um mesmo intervalo de tempo, além da potência elétrica nominal do grupo gerador (P_{GG}), o consumo de combustível do grupo gerador ($F(t)$), dado em L/h, pode, então, ser calculado através da equação (3.4), proposta por Skarstein e Uhlen (1989).

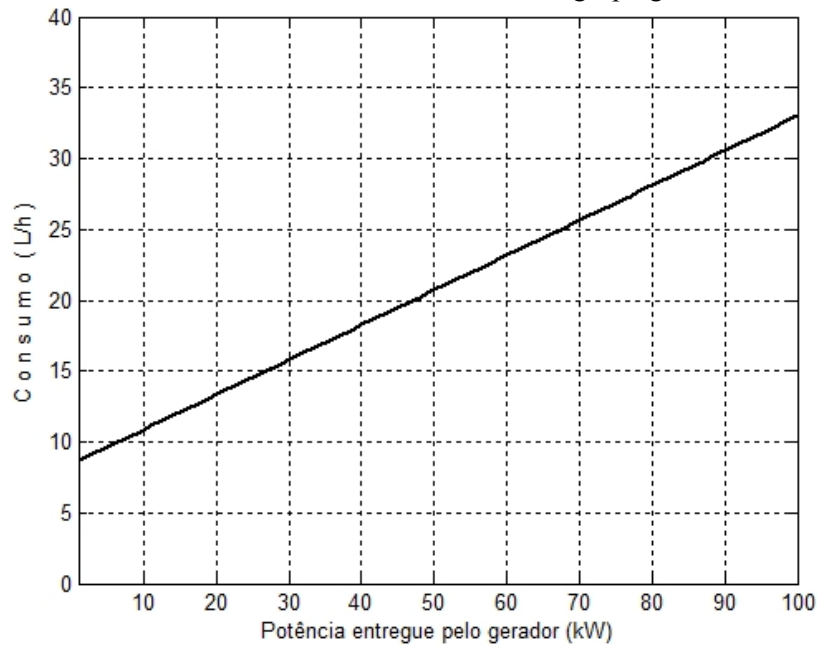
A Figura 3.4 mostra a curva de consumo de combustível para um grupo gerador de 100 kW de capacidade, com a potência total ($P_D(t) + P_{GG-BAT}(t)$) entregue pelo gerador

variando de zero (consumo a vazio) a 100 kW (consumo a plena carga). A Figura 3.5 apresenta a curva de custo de geração (c_G) de 1 kWh do mesmo grupo gerador, calculada com base na equação (3.5), considerando o custo de combustível (c_{COMB}) igual a R\$ 2,00/L, valor hipotético usado apenas para geração do gráfico.

$$F(t) = 0,246(P_D(t) + P_{GG-BAT}(t)) + 0,08415P_{GG} \quad (3.4)$$

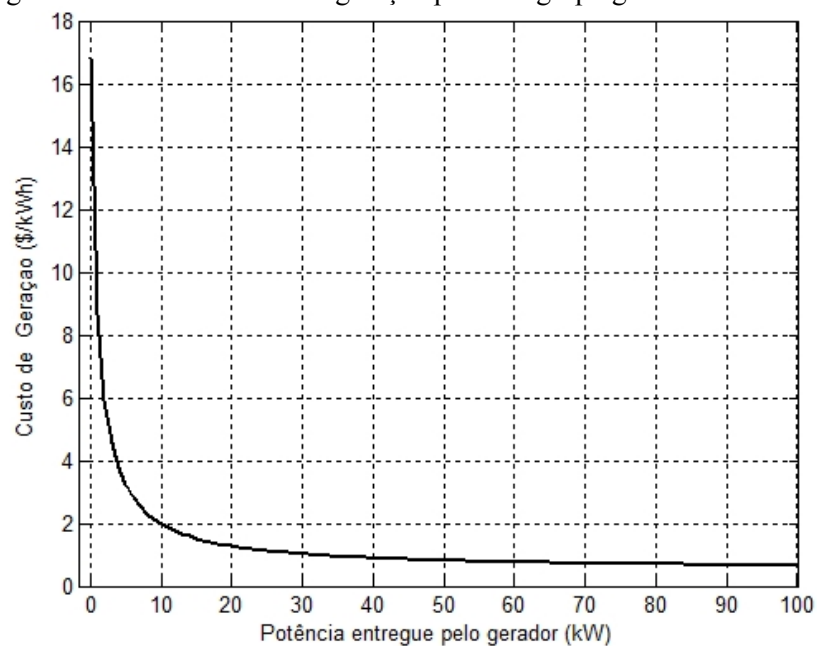
$$c_G = \frac{c_{COMB}F(t)}{(P_D(t)+P_{GG-BAT}(t))} \quad (3.5)$$

Figura 3.4. Curva de consumo de combustível de um grupo gerador de 100 kW.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.5. Curva de custo de geração para um grupo gerador de 100 kW.



Fonte: Elaboração própria.

A curva da Figura 3.5 reforça o conhecimento de que a operação do grupo gerador com baixo carregamento é prejudicial sob aspectos econômicos, dados os altos custos de geração associados a baixos valores de carregamento.

3.2.4. Demais Subsistemas

Dos demais subsistemas, aqueles cujos modelos merecem especial atenção no presente estudo são o banco de baterias e o inversor. Demais componentes de sistemas híbridos, como controladores, retificadores e outros, possuem dimensionamento menos crítico, principalmente em se tratando de custos, uma vez que a variação da quantidade e tipos de equipamentos não influencia de forma significativa na análise aqui proposta. Mesmo aqueles componentes indispensáveis para o sistema, como os controladores de carga, associados aos módulos FV, e os retificadores, tanto os associados aos aerogeradores como os associados aos inversores para permitir sua operação bidirecional, não são modelados separadamente, por se considerar que estão integrados aos seus equipamentos principais.

A quantidade de baterias e a capacidade energética do banco de baterias influenciam diretamente no tempo de operação de grupos geradores em sistemas híbridos. Bancos de baterias com maiores capacidades normalmente implicam em menores participações do grupo gerador, desde que as fontes renováveis de geração apresentem suficiente capacidade de reposição de energia.

O modelo da bateria apresentado no capítulo anterior, através da equação (2.2), com as restrições impostas pelas equações (2.3) a (2.5), é um modelo simples de carga e descarga. O estado de carga (*SOC*) do banco de baterias varia de acordo com a energia injetada ou solicitada do banco. Os limites máximo e mínimo do *SOC* dependem do tipo de bateria e da profundidade máxima de descarga admissível.

O comportamento apresentado pela equação (2.2) refere-se a situações onde o atendimento à carga está sendo realizado pelas fontes renováveis ou pelo próprio banco de baterias, e o grupo gerador está inoperante. Na estratégia proposta pelo presente trabalho, quando em operação, o grupo gerador passa a carregar o banco de baterias paralelamente às fontes renováveis, e o modelo de carga e descarga do banco torna-se um modelo apenas de carga, uma vez que o atendimento à demanda local é integralmente realizado pelo grupo gerador. Este modelo é representado pela equação (2.10).

Com relação aos equipamentos de condicionamento de potência, o único cujo dimensionamento, ainda que simples, é incluído no modelo é o inversor de tensão. A potência

total de inversão (P_{Tinv}) deve ser maior ou igual à máxima potência demandada pela carga em qualquer instante de tempo (P_{Dmax}). Caso a potência unitária do inversor escolhido (P_{1inv}) seja inferior a P_{Tinv} , a quantidade de inversores (N_{INV}) presentes no sistema deve ser tal que a soma de suas potências unitárias seja maior ou igual a P_{Tinv} . Este dimensionamento é apresentado pelas equações (3.6) e (3.7).

$$P_{Tinv} \geq P_{Dmax} \quad (3.6)$$

$$N_{INV} = \text{inteiro} \left(\frac{P_{Dmax}}{P_{1inv}} + 1 \right) \quad (3.7)$$

Para algumas simulações, as equações acima podem gerar um leve sobredimensionamento, situação normalmente aceita para evitar dimensionamentos críticos. Em casos de sobredimensionamentos mais severos, as equações ainda podem ser utilizadas, pois o próprio algoritmo indica a opção por inversores de outras capacidades, com diferentes quantidades, de tal forma que o sobredimensionamento seja reduzido e, com isso, garanta-se a redução dos custos globais do sistema.

3.2.5. Análise Econômica

Com o objetivo de se identificar o dimensionamento do sistema que represente os menores custos possíveis, uma análise econômica deve ser realizada, levando-se em consideração todos os custos envolvidos em sistemas híbridos.

Os primeiros custos a serem considerados são os custos iniciais, de investimento, relacionados à aquisição de todos os equipamentos que compõem o sistema, seus acessórios e sua instalação. No modelo aqui proposto, são considerados como custos de investimento de sistemas híbridos os de aquisição dos módulos FV, aerogeradores, grupo gerador, inversores e baterias. Logo, o custo inicial total do sistema (CI) é dado pela equação (3.8), com N_{FV} , N_{AERO} , N_{GG} , N_{BAT} e N_{INV} sendo, respectivamente, o número de módulos FV, de aerogeradores, de grupos geradores, de baterias e de inversores, e CI_{FV} , CI_{AERO} , CI_{GG} , CI_{BAT} e CI_{INV} o custo unitário de cada um dos equipamentos. Os custos dos demais equipamentos e serviços podem ser considerados como custos acessórios, podendo ser adicionados aos custos de cada equipamento, como percentual de seus valores unitários. Os custos da minirrede, por exemplo, ainda que elevados em alguns casos, podem ser adicionados aos dos demais equipamentos, pois não variam em função da configuração do sistema e, portanto, não são críticos na metodologia aqui proposta.

$$CI = N_{FV}CI_{FV} + N_{AERO}CI_{AERO} + N_{GG}CI_{GG} + N_{BAT}CI_{BAT} + N_{INV}CI_{INV} \quad (3.8)$$

O segundo grupo de custos de interesse é relativo aos custos de operação e manutenção (O&M) do sistema. Módulos FV, aerogeradores, baterias e inversores possuem baixos custos de O&M, enquanto grupos geradores, ao contrário, possuem altos custos de O&M e, por esta razão, são os únicos equipamentos a terem seus custos divididos em duas parcelas, a de operação, relacionada aos custos exclusivamente com combustíveis, e a de manutenção, relacionada aos demais custos fixos, como substituição de óleo lubrificante e filtros, pequenos reparos, e outros. O pagamento de operadores, se houver, e os custos de O&M dos acessórios também podem ser embutidos nos custos de O&M de cada componente do sistema. Assim, para o presente caso, o custo total de O&M ($CO\&M$) do sistema, ao longo de um determinado período, é calculado através da soma dos custos de O&M dos módulos FV, dos aerogeradores, do grupo gerador (duas parcelas), das baterias e dos inversores, sendo representados na equação (3.9), respectivamente, por CM_{FV} , CM_{AERO} , $CCOMB_{GG}$, CM_{GG} , CM_{BAT} e CM_{INV} .

$$CO\&M = CM_{FV} + CM_{AERO} + CCOMB_{GG} + CM_{GG} + CM_{BAT} + CM_{INV} \quad (3.9)$$

Os custos de manutenção, tanto do grupo gerador quanto do sistema renovável, são normalmente dados como um valor percentual do custo de investimento, ou em função da energia elétrica gerada. Já o custo $CCOMB_{GG}$ é calculado pela equação (3.10), ressaltando-se que o termo F_{total} refere-se ao consumo total de combustível, em litros, no período em análise.

$$CCOMB_{GG} = F_{total} \cdot c_{COMB} \quad (3.10)$$

Por fim, outros custos de interesse em sistemas híbridos são os custos de reposição dos equipamentos, relacionados ao fim de suas vidas úteis. Para aqueles componentes cujas vidas úteis são menores que o tempo de análise, o custo de reposição deve ser previsto. A equação (3.11) apresenta o custo de reposição (CR) de k componentes, sendo VU_j o tempo de vida útil do componente j , em anos, Rep_j o número de reposições do componente j ao longo do tempo de análise, e i a taxa de juros associada (BLASQUES et al., 2005).

$$CR = \sum_{j=1}^k \left(\sum_{m=1}^{Rep_j} \frac{CI_j}{(1+i)^{mVU_j}} \right) \quad (3.11)$$

O custo global do sistema de geração (CGS) é, portanto, calculado pela equação (3.12), como uma simples soma dos custos obtidos pelas equações (3.8), (3.9) e (3.11).

$$CGS = CI + CO\&M + CR \quad (3.12)$$

De posse do valor calculado pela equação (3.12), faz-se necessário, pelos métodos propostos pela engenharia econômica, que se obtenha um valor anual uniforme equivalente,

R , que, ao longo de n anos e com uma taxa de juros associada, i , recupere o capital investido (BLANK; TARQUIN, 2008), de acordo com a equação (3.13). Este valor é denominado de custo anualizado do sistema. O termo entre colchetes é denominado de fator de recuperação de capital (FRC) e a equação (3.13) é reescrita, por conveniência, para assumir a forma da equação (3.14).

$$R = CGS \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (3.13)$$

$$R = CGS \cdot FRC \quad (3.14)$$

Como a receita de um sistema de geração de eletricidade provém da energia efetivamente consumida, calcula-se o custo de energia (CE) necessário para recuperar o capital investido, através da equação (3.15).

$$CE = \frac{R}{E_{Cano}} \quad (3.15)$$

O termo E_{Cano} refere-se à energia elétrica consumida, e não à gerada, pois é da primeira que vêm as receitas para pagamento dos custos do sistema (PINHO et al., 2008). Esta energia é considerada em base anual, pois o termo R é calculado nesta base. O custo da energia pode ser considerado como o valor mínimo de tarifa a ser cobrado para que os custos do sistema se equilibrem (BLASQUES, 2005). O objetivo do método de otimização apresentado neste capítulo é o de minimizar os custos do sistema e, conseqüentemente, o valor de CE , para que o sistema apresente o dimensionamento que resulte na melhor relação custo-benefício possível, com garantia de atendimento contínuo à carga especificada.

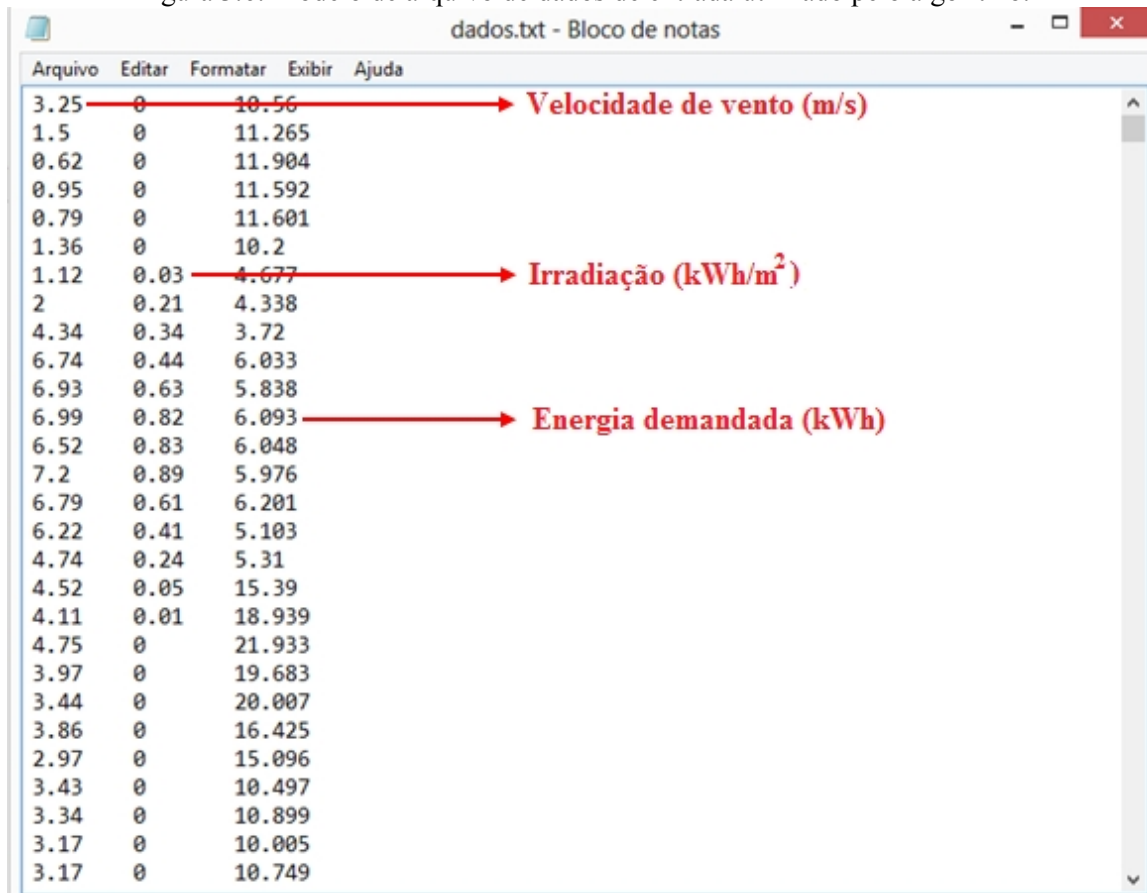
3.2.6. Algoritmo Proposto para o Cálculo do Custo da Energia

Com base nos modelos apresentados nas seções anteriores, uma rotina foi desenvolvida para que, de posse dos dados de entrada, o algoritmo apresente como saída o custo da energia elétrica gerada, garantindo atendimento ininterrupto à carga. Os dados de entrada são divididos em dados de recurso e demanda e dados de equipamentos. Os dados de recurso e demanda, na forma como são utilizados pelo algoritmo desenvolvido, são listados abaixo, todos em base horária.

- Velocidade do vento, em m/s;
- Irradiação solar, em kWh/m²;
- Energia demandada pela carga, em kWh.

Os dados são utilizados em base horária por conveniência, podendo ser utilizada outra base de tempo, como a cada 10 minutos, por exemplo, caso seja assim preferido, pois o programa avalia o número de dados de entrada e reconhece a base de tempo, de tal forma que a análise seja realizada no período anual, considerado padrão pelo programa. Outros períodos podem ser utilizados para a análise, mas aqui entende-se que o anual adequa melhor os custos anualizados do sistema ao consumo de energia anual, eliminando possíveis sazonalidades mensais. Os dados podem ser organizados em arquivos de texto simples, com as colunas representando as três variáveis acima listadas, na mesma ordem, e as linhas representando as horas do período de análise escolhido. No caso de um período anual, por exemplo, o arquivo deve possuir 3 colunas e 8.760 linhas, sem cabeçalho. A Figura 3.6 apresenta o início de um arquivo de texto utilizado como entrada do algoritmo.

Figura 3.6. Modelo de arquivo de dados de entrada utilizado pelo algoritmo.



Velocidade de vento (m/s)		Irradiação (kWh/m ²)	Energia demandada (kWh)
3.25	0	10.56	
1.5	0	11.265	
0.62	0	11.904	
0.95	0	11.592	
0.79	0	11.601	
1.36	0	10.2	
1.12	0.03	4.677	
2	0.21	4.338	
4.34	0.34	3.72	
6.74	0.44	6.033	
6.93	0.63	5.838	
6.99	0.82	6.093	
6.52	0.83	6.048	
7.2	0.89	5.976	
6.79	0.61	6.201	
6.22	0.41	5.103	
4.74	0.24	5.31	
4.52	0.05	15.39	
4.11	0.01	18.939	
4.75	0	21.933	
3.97	0	19.683	
3.44	0	20.007	
3.86	0	16.425	
2.97	0	15.096	
3.43	0	10.497	
3.34	0	10.899	
3.17	0	10.005	
3.17	0	10.749	

Fonte: Elaboração própria.

Além dos dados de velocidade de vento, irradiação e demanda, que variam com o tempo e devem ser utilizados de acordo com as características de cada sistema a ser simulado, outros dados de entrada, fixos para cada simulação, podem ser alterados: o horizonte de análise do sistema, em anos, a taxa de desconto a ser aplicada, o fator de perdas do sistema FV, a eficiência do ciclo de carga e descarga das baterias, estes três em valor decimal, o custo

de manutenção do sistema FV, o custo de manutenção do sistema eólico, ambos como percentuais dos custos de investimento dos sistemas FV e eólico, respectivamente, e o custo de manutenção do grupo gerador, em R\$/kWh.

Os dados de equipamentos são todos os dados de interesse, técnicos e econômicos, de módulos FV, aerogeradores, grupos geradores, baterias e inversores. Para uma dada condição específica de recurso e carga (dados de recurso e demanda), a variação dos dados de equipamentos e de suas quantidades norteará o dimensionamento, em busca de sua otimização. A Tabela 3.1 apresenta os dados de entrada de cada um dos equipamentos citados. As informações de todos os equipamentos são organizadas também em arquivos de texto simples, sem cabeçalho, um para cada tipo de equipamento, com cada linha correspondendo a uma marca/modelo específica.

Tabela 3.1. Informações de entrada dos equipamentos.

Módulo FV:					
Potência nominal (Wp)		Custo de aquisição (R\$)		Vida útil (anos)	
Aerogerador:					
Curva de potência (kW x m/s)	Potência nominal (kW)		Custo de aquisição (R\$)		Vida útil (anos)
Grupo Gerador:					
Potência elétrica nominal (kW)*		Custo do combustível (R\$/L)		Custo de aquisição (R\$)	
Bateria:					
Tensão nominal (V)	Capacidade nominal (Ah)	Profundidade de descarga (decimal)	Custo de aquisição (R\$)	Número de ciclos	Vida útil (anos)
Inversor:					
Potência nominal (kW)		Eficiência (decimal)		Custo de aquisição (R\$)	
Vida útil (anos)					

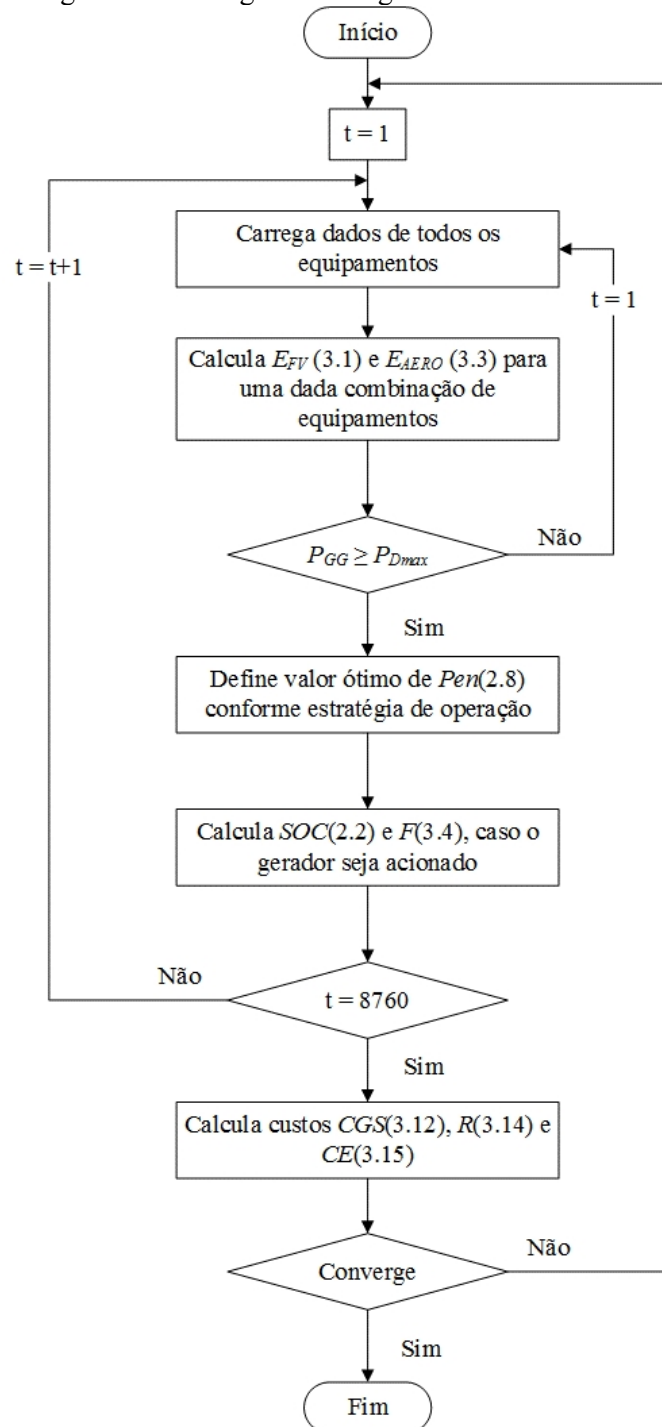
* Caso a potência do grupo gerador seja dada em kVA, esta deve ser convertida para kW considerando-se fator de potência típico de 0,8.

Fonte: Elaboração própria.

Os dados de recurso e demanda são fixos para cada simulação e os dados de equipamento e suas quantidades variam, em busca da melhor configuração do sistema, conforme apresentado na seção 3.3, que trata da otimização do problema. Os dados de equipamentos considerados são de marcas e modelos comerciais, retirados de catálogos específicos. De posse destes dados de entrada, as rotinas de cálculo posteriores são desenvolvidas seguindo os modelos técnicos e econômicos apresentados anteriormente, até que o valor do custo de energia seja obtido. A estratégia de operação adotada no modelo é a proposta no Capítulo 2. O dimensionamento ótimo é aquele que resulta em um menor custo de energia, considerando todo o período em análise. O fluxograma da Figura 3.7 apresenta a estruturação do algoritmo aqui desenvolvido, com a numeração entre parênteses indicada nos blocos do fluxograma representando as equações apresentadas no trabalho, com o objetivo de facilitar sua compreensão. Em resumo, o algoritmo inicia carregando os dados de recurso e carga, considera uma condição inicial aleatória de equipamentos para o cálculo da energia elétrica gerada pelas fontes renováveis e avalia a restrição técnica, se a carga pode ser plenamente satisfeita em quaisquer condições. Em caso positivo, o passo seguinte é avaliar o melhor percentual de contribuição do grupo gerador ao banco de baterias e, nesta condição, calcular os custos do sistema, culminando com o custo da energia, que é a função objetivo. As iterações seguintes têm, então, o objetivo de avaliar novas configurações de equipamentos, com o objetivo de minimizar o custo da energia.

Por fim, é importante ressaltar dois aspectos sobre o algoritmo: ele se aplica a qualquer configuração de sistema, independentemente dos tipos de fontes de geração e do tipo de acoplamento considerado, e que ele foi desenvolvido em um padrão tal que pode ser facilmente adaptado para aplicação utilizando qualquer técnica de otimização, conforme apresentado na seção seguinte.

Figura 3.7. Fluxograma do algoritmo desenvolvido.



Fonte: Elaboração própria.

3.3.Otimização do Problema

O acelerado avanço dos computadores fez com que o desenvolvimento de ferramentas de simulação e otimização computacionais recebessem atenção cada vez maior ao longo dos anos, sendo atualmente indispensáveis para o estudo de diversas áreas do conhecimento, dentre elas a de sistemas de geração de eletricidade. Além dos diversos modelos de otimização desenvolvidos no meio acadêmico, ferramentas computacionais comerciais vêm

sendo disponibilizadas e largamente utilizadas no mundo inteiro, como é o caso dos programas HOMER, HYBRID2, RETScreen, iHOGA, INSEL, dentre outros (SINHA; CHANDEL, 2014).

Otimização é a técnica de busca pela melhor solução de um dado problema. Por vezes esta solução é denominada de solução ótima, ou quase ótima. Em termos matemáticos, refere-se à minimização ou à maximização de uma função objetivo, que está sujeita a um determinado número de variáveis de decisão e a um conjunto de restrições. As variáveis de decisão são aquelas cujos valores indicam o resultado do problema, enquanto as restrições determinam o espaço factível das soluções. Dada uma função objetivo $f(x)$, a formulação matemática do problema deve ser tal que se encontre o valor de x que resolva a expressão em (3.16), sendo S o espaço factível de soluções (BARBOSA, 2009).

$$\begin{array}{ll} \min_x f(x) & (3.16) \\ \text{s.a } x \in S \end{array}$$

Como evolução do próprio processo de otimização, as técnicas meta-heurísticas são definidas como métodos de solução que orquestram uma interação entre procedimentos de melhoramentos locais e estratégias de nível superior, para criar um processo capaz de escapar de ótimos locais e realizar uma pesquisa robusta em um dado espaço de soluções (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003).

São diversas as ferramentas baseadas em métodos meta-heurísticos atualmente abordadas na literatura, dentre as quais são citadas: *Scatter Search* (Busca Dispersa), *Tabu Search* (Busca Tabu), *Genetic Algorithms* (Algoritmos Genéticos), *Variable Neighborhood Search* (Busca em Vizinhança Variável), *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures* (GRASP), *Ant Colony* (Colônia de Formigas), *Artificial Neural Networks* (Redes Neurais Artificiais), *Particle Swarm Optimization* (Otimização por Enxame de Partículas) e *Simulated Annealing* (Resfriamento Simulado)¹.

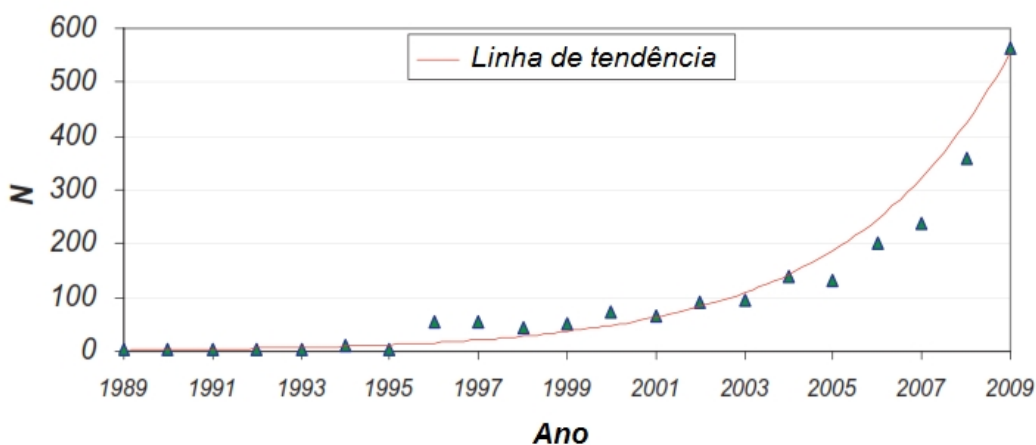
Uma das formas de classificação de técnicas meta-heurísticas é a que as divide em métodos baseados em trajetórias e métodos baseados em populações. As primeiras utilizam uma solução única durante o processo de busca e a saída também é uma única solução ótima. Já as segundas utilizam uma população de soluções que evolui durante as iterações, cuja saída também é uma população de soluções (BAÑOS et al., 2011). Dentre as técnicas citadas no parágrafo anterior, as baseadas em trajetórias são a busca tabu, *variable neighborhood search*,

¹ Em função de algumas das técnicas não possuírem tradução bem definida para o português, apresenta-se aqui a denominação em inglês, com a tradução sugerida por alguns autores entre parênteses.

GRASP e *simulated annealing*. Já as baseadas em populações são a *scatter search*, algoritmos genéticos, colônia de formigas e enxame de partículas.

As ferramentas criadas com base nas técnicas meta-heurísticas têm se mostrado tão efetivas que se tornaram nos últimos anos as ferramentas mais aplicadas para a solução de problemas complexos nas mais variadas áreas de interesse. Baños et al. (2011) fizeram levantamento da quantidade de publicações que tratam especificamente de técnicas de otimização aplicadas a sistemas com fontes renováveis, sem considerar os trabalhos de revisão, resultando no gráfico da Figura 3.8, que apresenta a evolução do número de publicações em todo o mundo, entre os anos de 1989 e 2009.

Figura 3.8. Evolução do número de publicações envolvendo algoritmos de otimização na área de fontes renováveis.



Fonte: Adaptado de BAÑOS et al. (2011).

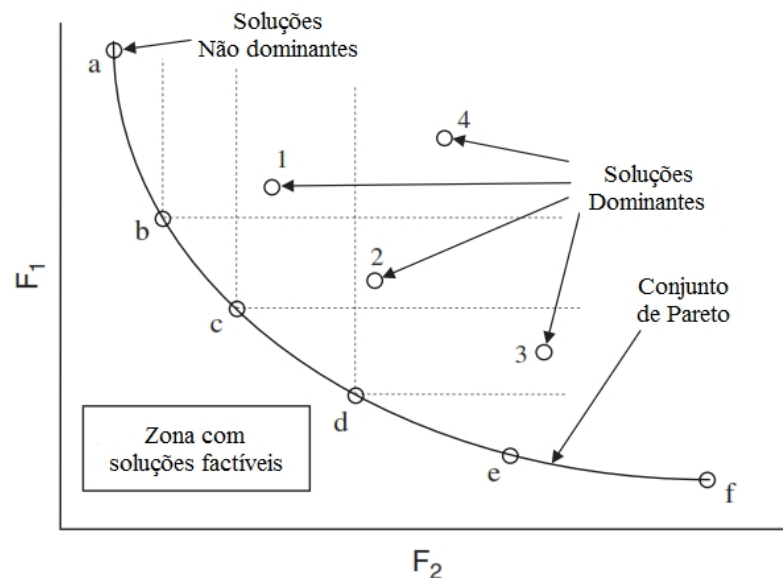
Problemas de otimização na área de sistemas de geração de eletricidade com fontes renováveis foram inicialmente tratados como problemas de um único objetivo, em que a minimização do custo era o objetivo típico a ser alcançado. Apesar dos bons resultados apresentados por estas técnicas, mais recentemente foram propostas técnicas para solução de problemas multiobjetivos, onde dois ou mais objetivos, conflitantes entre si, devem ter suas soluções satisfeitas. A emissão de poluentes caracteriza-se como um objetivo tipicamente, mas não necessariamente, conflitante com a minimização dos custos e bastante abordado na literatura da área (SHARAFI; ELMEKKAWY, 2014).

Problemas multiobjetivos podem ser divididos em duas classes: métodos de soma ponderada e métodos baseados no conjunto de Pareto. Os primeiros são considerados métodos clássicos de otimização e consistem em combinações de objetivos em uma única função matemática a ser otimizada, com a importância de cada objetivo sendo ajustada através de pesos atribuídos a cada um deles. Apesar de simples, estes métodos têm como principal

dificuldade de aplicação a correta atribuição dos pesos, e como principal limitação o fato de retornarem apenas uma única solução.

Os métodos baseados no conjunto de Pareto, ao contrário, são técnicas meta-heurísticas onde as relações entre os objetivos e as soluções não são determinadas através de pesos atribuídos aleatoriamente, mas sim através do conceito de dominância de Pareto, que diz que, dado um projeto com dois objetivos, uma solução s_1 é dominante sobre s_2 quando s_1 é melhor que s_2 em ao menos um dos objetivos. Caso contrário, uma solução não é dominante sobre outra e o conjunto delas é denominado de conjunto ótimo de Pareto, que em geral possui diversas soluções, que juntas representam a resposta ao problema de otimização (BAÑOS et al., 2011). A Figura 3.9 apresenta o conjunto ótimo de Pareto de um problema hipotético, onde se deseja minimizar dois objetivos, F_1 e F_2 .

Figura 3.9. Conjunto ótimo de Pareto.



Fonte: Adaptado de BERNAL-AGUSTÍN; DUFO-LÓPEZ; RIVAS-ASCASO (2006).

O problema de dimensionamento ótimo de SHGEs, na forma como é apresentado no presente trabalho, pode ser considerado um problema de um único objetivo, uma vez que a minimização dos custos é o objetivo a ser satisfeito, com a restrição sendo o pleno atendimento da carga. Diferentemente de outros países em que as exigências de redução de emissão de poluentes são rigorosas, no Brasil, e em especial na região Norte, o problema da exclusão elétrica é muito mais sério e, sabendo-se da vocação natural de SHGEs em minimizar a utilização dos grupos geradores, entende-se que a minimização dos custos deve ser tratada, neste caso, como principal objetivo.

No entanto, para introduzir técnicas de otimização multiobjetivos e aplicá-las ao problema aqui exposto, são apresentadas na seção 3.4.4 simulações com base no conjunto ótimo de Pareto.

O presente trabalho, após simulações envolvendo diferentes técnicas meta-heurísticas, adota como referência os algoritmos genéticos (AG) e o *simulated annealing* (SA), com o objetivo de avaliar a aplicabilidade do modelo proposto, adotando-se um método baseado em populações (AG) e um método baseado em trajetórias (SA), ao problema de dimensionamento de SHGEs. O AG é considerado com objetivo único e com múltiplos objetivos.

A otimização do dimensionamento de SHGEs é, em geral, um problema de difícil solução através de métodos clássicos de otimização, como o método do gradiente, programação inteira, programação linear, dentre outros, principalmente em função do elevado número de variáveis envolvidas e do amplo espaço de busca. Como os métodos de otimização clássicos requerem representação matemática explícita do problema, esta forma de representação torna-se de difícil aplicação quando a complexidade aumenta, especialmente em função da natureza não linear e do elevado espaço de busca que caracterizam os problemas complexos (SHARAFI; ELMEKKAWY, 2014). Quando apresentam soluções possíveis, os métodos clássicos requerem normalmente elevados tempos de processamento e apresentam espaço de busca limitado.

Os modelos de otimização de SHGEs desenvolvidos recentemente, assim como o aqui proposto, apresentam soluções ótimas (ou quase ótimas) a partir de dados de entrada com características estocásticas (dados meteorológicos) e com extensos espaços de busca (diferentes tipos e quantidades de equipamentos componentes do sistema), o que torna tais modelos exemplos de explosões combinatórias. Para que o tempo de processamento seja razoável, para que não se considerem simplificações relevantes nas suposições, e para que haja simplicidade no tratamento e na variação dos dados, técnicas meta-heurísticas são necessárias para que a solução ótima global (e não local) seja obtida.

A ferramenta utilizada para o desenvolvimento das simulações aqui apresentadas é a “*Optimization Tool*”, do MATLABTM. Nela, o algoritmo desenvolvido pode ser aplicado a 20 diferentes técnicas de otimização, clássicas e heurísticas, como programação inteira, programação linear, AG (mono e multiobjetivo) e SA. As seções 3.3.1 e 3.3.2 apresentam breve introdução teórica das técnicas meta-heurísticas AG e SA, e a seção 3.4 apresenta simulações, com os respectivos resultados obtidos, da aplicação destas técnicas heurísticas ao problema aqui formulado.

3.3.1. Algoritmo Genético (AG)

O algoritmo genético (AG) pode ser conceituado como um sistema inteligente baseado nos princípios da evolução e da hereditariedade, apresentando uma série de potenciais soluções, que passam por um processo de seleção baseado na aptidão de cada indivíduo e em operadores genéticos (MICHALEWICZ, 1999).

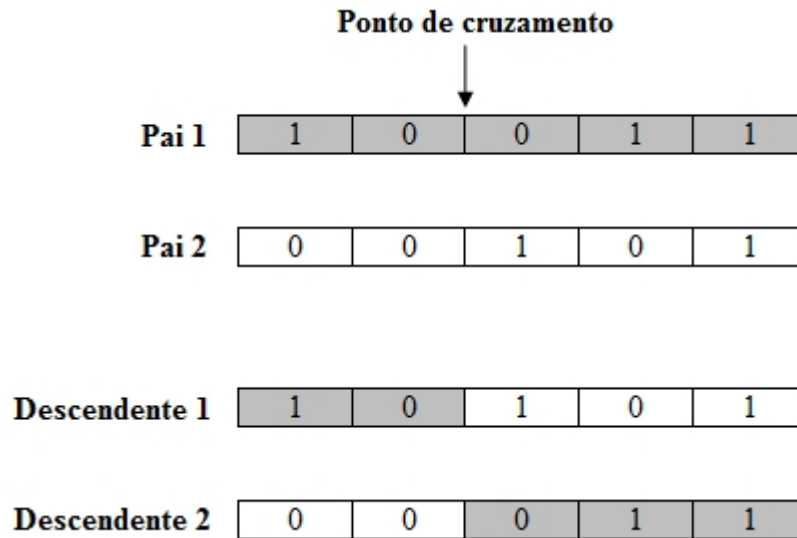
O vocabulário empregado pelo AG é obtido a partir da genética natural. Alguns de seus componentes e operadores genéticos são população, seleção, cruzamento e mutação. Uma das representações de variáveis de algoritmos genéticos é a representação binária, com os indivíduos assumindo combinações de 1 e 0.

O AG é inicialmente formulado através da definição das variáveis de otimização e de uma função custo a ser minimizada. A solução começa a ser proposta através da geração de uma população inicial. A população é composta por indivíduos, ou cromossomos, com cada indivíduo representando uma potencial solução para o problema. Cada solução é avaliada para fornecer alguma medida de sua aptidão e, então, uma nova população é formada pela seleção dos indivíduos mais aptos. Dois processos típicos de formação dos membros da nova população são o cruzamento e a mutação (MICHALEWICZ, 1999).

O cruzamento é a combinação das características de dois cromossomos pais para formar dois descendentes. Um dos tipos de cruzamento é o de um ponto. Nele, um ponto de cruzamento é aleatoriamente definido entre o primeiro e o último bit dos cromossomos genitores. Assim, o genitor 1 passa seu código binário à esquerda do ponto para o descendente 1, enquanto que o genitor 2 passa, para o mesmo descendente, seu código binário à direita do ponto. O cromossomo do descendente 2 é formado de maneira inversa (HAUPT; HAUPT, 2004). A Figura 3.10 apresenta um exemplo de cruzamento de um ponto.

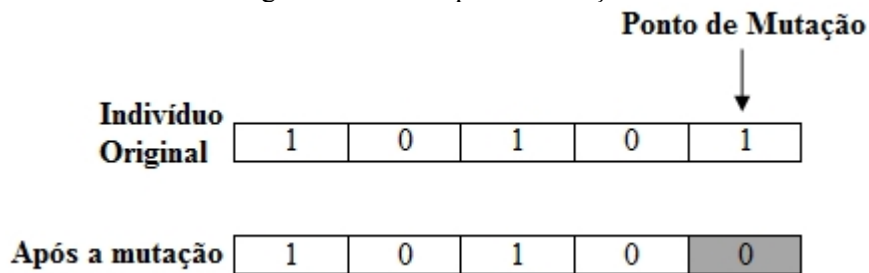
A mutação altera arbitrariamente um ou mais genes de um dado cromossomo, através de uma substituição aleatória com probabilidade igual à taxa de mutação. A Figura 3.11 apresenta um exemplo de mutação que alterou apenas um gene do cromossomo.

Figura 3.10. Exemplo de cruzamento de um ponto.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.11. Exemplo de mutação.



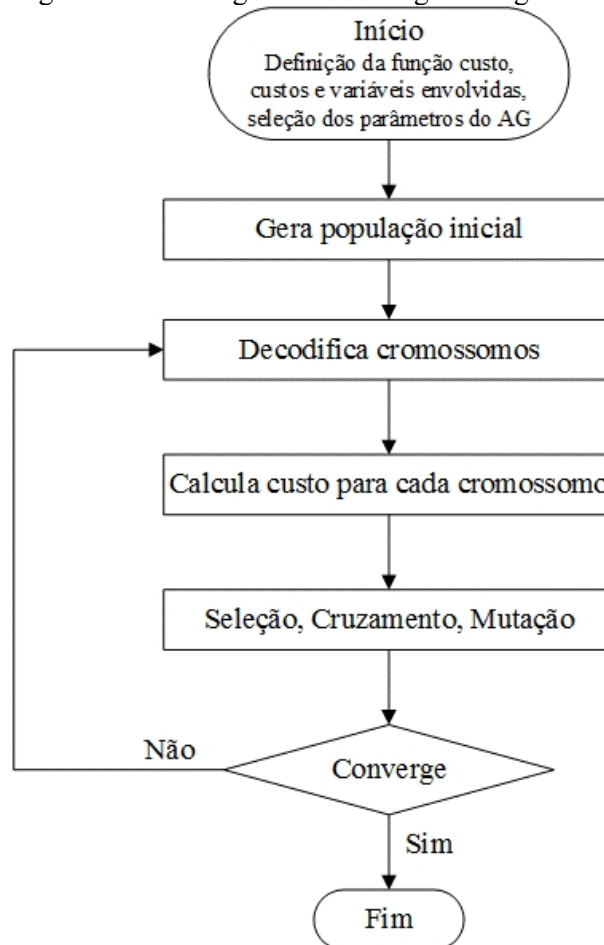
Fonte: Elaboração própria.

Um algoritmo genético, para solucionar um problema particular, deve possuir os seguintes componentes (MICHALEWICZ, 1999):

- Uma representação genética para potenciais soluções do problema;
- Uma forma de criar uma população inicial de potenciais soluções;
- Uma função objetivo que atua como o meio, classificando soluções em função de suas aptidões;
- Operadores genéticos que alteram a composição dos descendentes;
- Valores para vários parâmetros utilizados pelo algoritmo genético (tamanho da população, probabilidades de aplicação de operadores genéticos, entre outros).

Um exemplo de alguns componentes e operadores de um algoritmo genético é apresentado no fluxograma da Figura 3.12 (HAUPT; HAUPT, 2004).

Figura 3.12. Fluxograma de um algoritmo genético.



Fonte: Adaptado de HAUPT; HAUPT (2004).

O algoritmo genético aplicado ao presente problema busca a minimização dos custos de energia do sistema. Em outras palavras, o método busca aliar a participação ótima de cada fonte na geração de energia do sistema, aos menores custos e ao atendimento contínuo à carga. A função objetivo a ser minimizada foi apresentada anteriormente pela equação (3.15).

As variáveis de entrada estão relacionadas aos componentes principais do sistema, que representam tanto os seus principais custos, quanto as variáveis relacionadas à geração de eletricidade. Tais componentes, como já citado, são os módulos FV, os aerogeradores, os grupos geradores, as baterias e os inversores, cujo dimensionamento ótimo garante pleno atendimento da carga com redução de custos de investimento e de operação.

Um exemplo geral de representação binária dos indivíduos envolvidos na análise é apresentado na Figura 3.13. Os dados de equipamentos que compõem os indivíduos são inseridos na forma apresentada pela Tabela 3.1.

Figura 3.13. Exemplo de representação binária dos indivíduos.



Fonte: Elaboração própria.

O problema, então, é estruturado da seguinte forma: de posse dos dados de recurso e demanda de entrada (velocidade de vento, irradiação solar e energia demandada) em uma base de tempo qualquer (horária, como padrão), uma população inicial é gerada, com a escolha aleatória de marcas/modelos e quantidades de módulos FV, aerogeradores, grupos geradores, baterias e inversores. A simulação é iniciada, sendo calculado o custo total do sistema dentro do período de tempo considerado. Os processos de seleção, cruzamento e mutação são então aplicados em busca do ponto ótimo, sendo geradas novas populações, mais aptas, até o modelo atingir a convergência.

3.3.2. *Simulated Annealing* (SA)

Simulated annealing é um método probabilístico que emula um processo físico de redução gradual e controlada de temperatura para encontrar o mínimo global de uma função que possui diversos mínimos locais. Baseia-se no fato de que um sólido aquecido, ao ser submetido a constantes reduções de temperatura, tem sua estrutura estabilizada quando o sistema estiver com uma configuração mínima de energia (BERTSIMAS; TSITSIKLIS, 1993). Esta técnica foi primeiramente proposta por Kirkpatrick, Gelett e Vecchi (1983). Embora seja referenciado na literatura brasileira e portuguesa por recozimento, resfriamento ou arrefecimento simulado, o termo *simulated annealing* não possui ainda uma tradução plenamente estabelecida no Brasil, razão pela qual este trabalho se refere a esta técnica pela denominação em inglês, ou pela sua sigla, SA.

O algoritmo básico de SA inicia-se com uma solução candidata, i , movendo-se de forma aleatória, a partir de um ponto inicial. Se o movimento resultar em uma solução, j , melhor que a anterior, será aceito; caso contrário, será aceito com uma probabilidade proporcional à piora, definida em Δf unidades ($f(j) - f(i)$), no valor obtido. Esta probabilidade é calculada em (3.17), com a temperatura T atuando como parâmetro de controle, sendo reduzida gradativamente, de acordo com um parâmetro α pré-definido. Isto faz com que a probabilidade em se aceitar uma solução pior reduza com o tempo (EKREN; EKREN, 2010).

$$\text{probab.aceitação} = e^{-\Delta f/T} \quad (3.17)$$

O SA é considerado um aprimoramento do algoritmo de Metropolis (METROPOLIS et al., 1953), justamente por adicionar a técnica de aceitação de uma solução pior com o objetivo de fuga dos mínimos locais. Portanto, a principal vantagem do SA sobre outras técnicas heurísticas é sua maior habilidade em escapar dos mínimos locais, pois aplica um processo de busca aleatória que, dado um problema de minimização, não aceita somente decréscimos no valor da função objetivo, mas também acréscimos.

Para aplicações em problemas práticos, este comportamento do SA é melhor compreendido quando se apresenta a analogia entre o processo físico e o processo de otimização, como mostra a Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Analogia entre os processos físicos e de otimização do SA.

Processo Físico	Processo de Otimização
Estado	Solução
Energia	Função objetivo
Estado de transição	Soluções vizinhas
Temperatura	Parâmetro de controle
Ponto de estabilização	Solução heurística

Fonte: YAMAMOTO (2004).

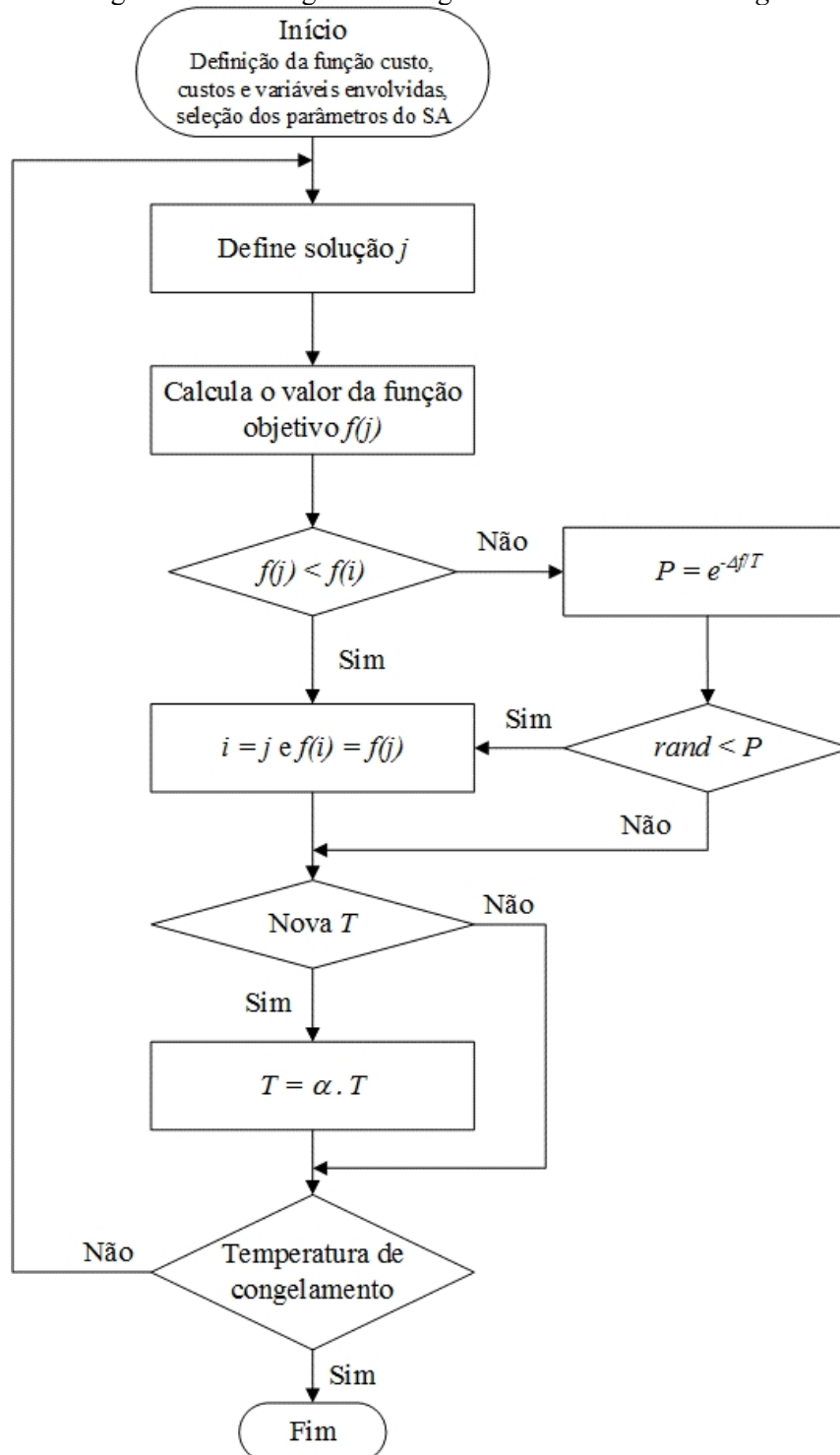
Para solucionar adequadamente um problema utilizando SA, devem ser definidos os seguintes parâmetros:

- Temperatura inicial;
- Temperatura final;
- Taxa de resfriamento;
- Condições de parada.

Uma temperatura inicial alta resulta em uma alta probabilidade de reconfiguração inicial. A temperatura final, também denominada de ponto de estabilização, indica a solução ótima. Na prática, refere-se a uma temperatura suficientemente baixa, em que as soluções obtidas sejam satisfatórias (YAMAMOTO, 2004).

Um exemplo de alguns componentes e operadores de um algoritmo baseado em SA é apresentado no fluxograma da Figura 3.14.

Figura 3.14. Fluxograma do algoritmo *simulated annealing*.



Fonte: Adaptado de YAMAMOTO (2004).

O algoritmo de *simulated annealing* atua de forma semelhante ao AG, conforme apresentado na seção 3.3.1, possuindo como objetivo a minimização da função custo apresentada pela equação (3.15).

As variáveis de entrada também são tratadas da mesma maneira, sendo os parâmetros meteorológicos e da carga fixos, e as marcas/modelos e as quantidades dos componentes do

sistema variados pela técnica de otimização. A diferença é que aqui estas variáveis não são tratadas como uma população de indivíduos, mas como uma solução única.

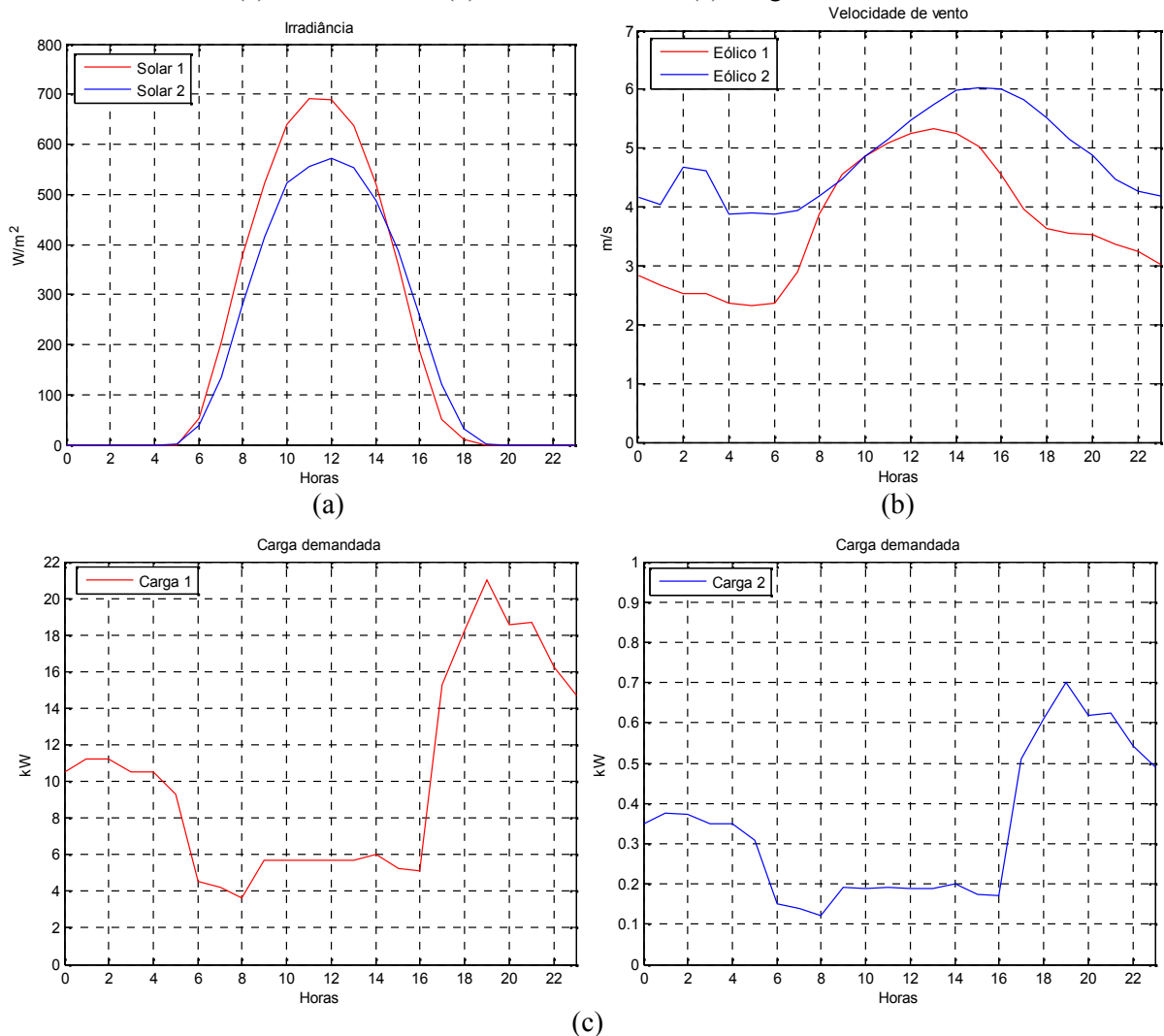
O problema para o SA é estruturado da seguinte forma: a temperatura inicial T , a taxa de redução da temperatura α e a solução inicial são definidas, e o resultado da função objetivo é calculado. Esta solução inicial é uma dada combinação aleatória de equipamentos e quantidades, cujo resultado, o custo da energia, é a função objetivo propriamente dita. A restrição, assim como no caso do AG, é o atendimento pleno da carga, garantida pelo acionamento do gerador quando as fontes renováveis e a energia armazenada nas baterias não são suficientes. Após a definição de uma nova solução e do cálculo da função objetivo, o SA passa a atuar de fato como técnica de otimização. Se o custo da energia na segunda solução apresentar redução, esta passa a ser a solução atual, a temperatura decresce segundo o valor de α e outros custos de energia são calculados, com novas soluções iniciais, até que a ótima seja alcançada ou o critério de parada seja satisfeito. Quando, entre as soluções, a nova for pior que a anterior, ou seja, o custo de energia aumentar, esta nova pode se tornar a atual caso a probabilidade de aceitação seja satisfeita.

3.4. Simulações

As simulações com o algoritmo de otimização proposto, tanto utilizando o AG quanto o SA, apresentam como objetivos sua validação para diferentes condições, a análise da aplicabilidade de cada técnica ao problema, e a comparação de seus resultados com os obtidos por outras ferramentas de otimização comercialmente disponíveis. São considerados dois perfis distintos de geração solar e eólica e de carga, cujos dias típicos são apresentados nas curvas da

Figura 3.15. As curvas de carga são apresentadas em gráficos separados, devido à discrepância entre seus valores, o que tornaria a menor (Carga 2) difícil de ser visualizada caso fosse apresentada no mesmo gráfico da Carga 1. As duas primeiras simulações, denominadas de caso 1 e caso 2, tanto para o AG quanto para o SA (seções 3.4.1 e 3.4.2), utilizam a mesma curva de carga (Carga 1), com variação do recurso renovável. No caso 1 são utilizadas as curvas Solar 1 e Eólico 1, e no caso 2 as curvas Solar 2 e Eólico 2. No primeiro caso a disponibilidade do recurso solar é maior, já no segundo, a do recurso eólico é maior. Todos os dados são anuais, integralizados em base horária. Ressalta-se que tanto os dados de recurso solar e eólico quanto as curvas de carga foram estimados a partir de dados de sistemas reais, levantados em comunidades isoladas onde o GEDAE/UFPA desenvolveu projetos.

Figura 3.15. Dados de recurso renovável e carga, na forma de dias típicos, utilizados nas simulações: (a) Recurso solar; (b) Recurso eólico; e (c) Carga demandada.



Fonte: Elaboração própria.

Na seção 3.4.3 é simulado um terceiro caso, considerando o AG e o SA, sendo utilizados os mesmos recursos solar e eólico do caso 1, com variação da curva de carga, agora sendo utilizada a curva denominada de Carga 2, mais leve que a primeira. Nesta seção o algoritmo proposto é comparado com duas ferramentas: HOMER e HOGA. O primeiro já foi apresentado no capítulo anterior e é considerado o programa de otimização de SHGEs mais utilizado no mundo, e o segundo, cujo nome é a abreviatura de *Hybrid Optimisation by Genetic Algorithms* (Otimização de Sistemas Híbridos através de Algoritmos Genéticos), é resultado de um trabalho acadêmico (DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN, 2005), amplamente referenciado no meio científico. Além dos aspectos positivos, estas duas ferramentas são bastante utilizadas, por serem as únicas ferramentas de dimensionamento, simulação e otimização de sistemas híbridos disponíveis para utilização por usuários finais

(PHRAKONKHAM et al., 2010). A versão do HOMER utilizada é a 2.81 (HOMER, 2014) e a do HOGA é a 2.2, denominada de iHOGA, por ser considerada um melhoramento (*i: improved*) da primeira versão (iHOGA, 2014). Ambas são utilizadas em versões de demonstração.

A carga 2, muito baixa, é utilizada em função de uma restrição da versão de demonstração do programa iHOGA, que limita a energia média diária da carga em 10 kWh. A curva 2 apresenta um consumo médio de 8,1 kWh/dia.

Uma última simulação, apresentada na seção 3.4.4, utiliza o AG em sua configuração multiobjetivo, dividindo-se os custos em dois grupos: (1) custos de equipamentos e (2) custos de operação e manutenção. Esta simulação utiliza os mesmos dados meteorológicos e de carga do caso 2.

Os equipamentos considerados para utilização pelo algoritmo proposto, organizados no padrão definido pela Tabela 3.1, contemplam 22 tipos de módulos FV, 26 de aerogeradores, 25 de grupos geradores, 37 de baterias e 20 de inversores. As características e preços de todos os equipamentos foram consultadas no mercado nacional, com exceção dos aerogeradores, pois há escassez de equipamentos neste mercado, em especial os de pequeno porte. A Figura 3.16 apresenta uma tela com parte do arquivo de texto dos aerogeradores, a título de exemplo. Os demais equipamentos seguem padrão semelhante, apresentando inclusive arquivos mais simples, do tipo n linhas por m colunas, onde n é o número de equipamentos e m é o número de dados de interesse, conforme Tabela 3.1. A necessidade de se inserir dados das curvas de potência dos aerogeradores torna seu arquivo mais complexo que o dos demais. O Apêndice A apresenta cópias dos arquivos de texto com dados de todas as marcas/modelos dos cinco equipamentos utilizados nas simulações com o algoritmo proposto. Ressalta-se que, com o objetivo de facilitar a visualização, foram inseridos cabeçalhos, em negrito, nos arquivos, e que estes cabeçalhos são excluídos para geração dos arquivos de texto finais utilizados pelo algoritmo.

Por fim, a Tabela 3.3 apresenta outros dados de entrada utilizados pelo modelo, não variados pelo algoritmo de otimização, mas que podem ser facilmente alterados, caso necessário, em um arquivo de texto, conforme citado anteriormente. Vale ressaltar que o programa considera os dados de recurso solar e eólico do arquivo de entrada como sendo medidos nas mesmas condições da instalação, ou seja, irradiância no plano do gerador FV, que é considerado fixo, e velocidade de vento na altura do cubo do aerogerador. Caso haja diferença entre as condições de medição e de instalação, o tratamento dos dados deve ser feito antes da geração do arquivo de texto de entrada, para que nele já constem os valores finais a serem utilizados.

Figura 3.16. Parte do arquivo de texto com dados de 26 diferentes aerogeradores, utilizado pelo algoritmo proposto.

Modelo	Valor	Descrição
0	0.00	
1	0.00	
2	0.00	
3	0.02	
4	0.06	
5	0.12	
6	0.22	
7	0.36	
8	0.52	
9	0.68	
10	0.86	
11	1.04	
12	1.17	
13	1.20	
14	1.17	
15	1.12	
16	1.06	
17	1.01	
18	0.96	
19	0.91	
20	0.87	
0	1	Potência nominal
0	17400	Preço
0	20	Vida útil
0	0.000	
1	0.000	
2	0.000	
3	0.046	
4	0.247	
5	0.697	
6	1.379	

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.3. Dados padrão usados pelo algoritmo.

Horizonte de análise (n)	20 anos
Taxa de juros (i)	10 % a.a.
Fator de perdas do sistema FV (pe_{FV})	1,25
Eficiência do ciclo de carga e descarga das baterias (η_{BAT})	85 %
Custo de manutenção do sistema FV	1 % CI_{FV}
Custo de manutenção do sistema eólico	3 % CI_{AERO}
Custo de manutenção do grupo gerador	R\$ 0,02/kWh

Fonte: Elaboração própria.

Os valores da Tabela 3.3 foram definidos com base em consultas a diversas referências bibliográficas da área (ALSAYED et al., 2012; BASHIR; SADEH, 2012b; ERDINC; UZUNOGLU, 2012b; GEEM, 2012; GUPTA; KUMAR; BANSAL, 2012; HAMEED et al., 2012; ZHANG; BELFKIRA; BARAKAT, 2011), buscando também uma correta adequação à realidade nacional. Os valores da eficiência do ciclo de carga e descarga das baterias e do fator de perdas do sistema FV já foram explanados, respectivamente nos capítulos 2 e 3.

3.4.1. Resultados das Simulações com AG

Caso 1

Esta simulação utiliza os dados das curvas Solar 1, Eólico 1 e Carga 1. Os dados característicos do AG são apresentados na Tabela 3.4. Ressalta-se que estes dados apresentaram os melhores resultados para o algoritmo, sendo definidos após diversas simulações com diferentes configurações, variando-se dados como o tamanho da população, funções e taxas de cruzamento e seleção, e o critério de parada.

Tabela 3.4. Dados do AG para o caso 1.

Representação cromossômica	Real
Tamanho da população	200 indivíduos
População inicial	Aleatória
Faixa inicial de população	Ver Tabela 3.5
Função seleção	Uniforme estocástica
Função cruzamento	Dispersa
Taxa de cruzamento	0,8
Função mutação	Uniforme
Taxa de mutação	0,02
Critério de parada	Número de gerações
Número máximo de gerações	20

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.5. Faixa inicial da população para o AG, caso 1.

N_{FV}	Tipo FV	N_{BAT}	Tipo BAT	N_{AERO}	Tipo AERO	Tipo GG	Tipo INV
Limite inferior							
0	0	1	0	0	0	0	0
Limite superior							
100	21	100	36	100	25	24	19

Fonte: Elaboração própria.

Como o programa considera como limite inferior o valor 0 para os tipos, ou modelos, de equipamentos, para estes é sempre adicionada uma unidade para coincidir com os números dos modelos apresentados no Apêndice A. Logo, como exemplo, no caso dos inversores (última coluna da Tabela 3.5) o tipo que representa o limite inferior real é o 1 e o superior, o 20. As quantidades dos equipamentos são consideradas na forma como mostra a tabela.

Os grupos geradores e os inversores não têm suas quantidades inseridas na otimização pois são menos críticas, mesmo no caso do grupo gerador, pois o modelo aqui proposto não considera estratégias de operação de múltiplas unidades geradoras, como a de *unit commitment*, por exemplo.

Os resultados da simulação indicam que a melhor configuração do sistema, apresentada na Tabela 3.6, resulta em um custo de energia de R\$ 1,2494/kWh. As marcas/modelos dos equipamentos de cada subsistema, indicadas na terceira linha da tabela, podem ser consultadas no Apêndice A. O algoritmo apresentou o resultado após tempo de processamento de 38 minutos e 25 segundos.

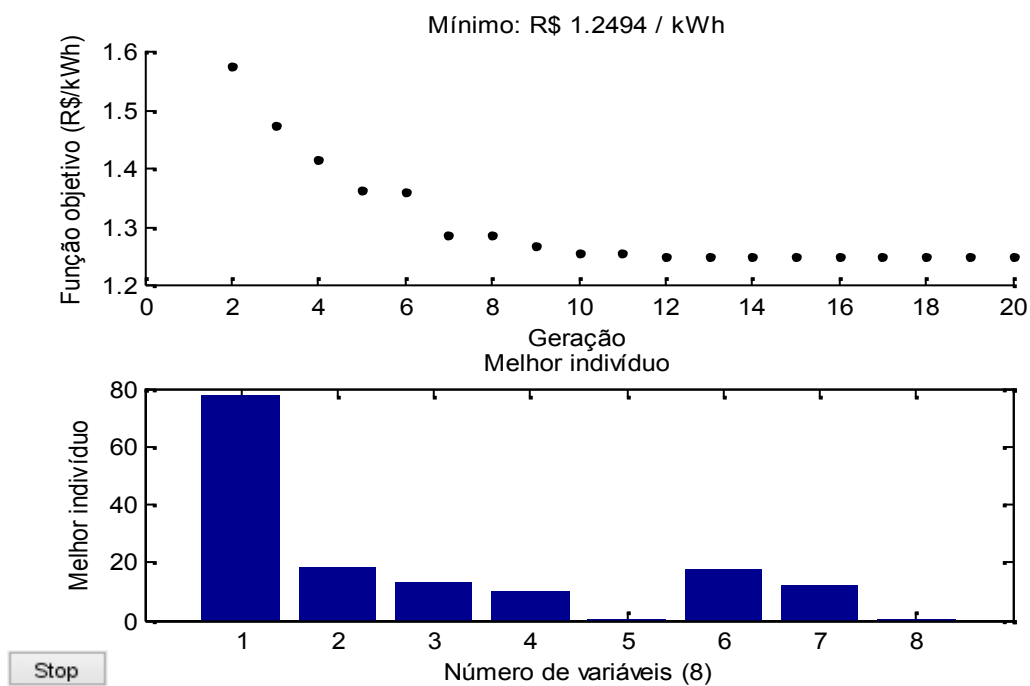
Tabela 3.6. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o AG, caso 1.

Subsistema	FV	Eólico	Banco de baterias	Grupo gerador	Inversor
Capacidade	18,72 kWp	0 kW	23,4 kWh	24 kW	24 kW
Tipo	20	--	11	13	1

Fonte: Elaboração própria.

Os gráficos da Figura 3.17 apresentam a curva de evolução do melhor resultado da função objetivo, ou função custo (gráfico superior), e o melhor indivíduo, que representa a melhor configuração encontrada para o sistema (gráfico inferior), cujos dados são apresentados na Tabela 3.6.

Figura 3.17. Resultados do AG para o caso 1.



Fonte: Elaboração própria.

As variáveis 1 a 8 no gráfico inferior correspondem aos 5 equipamentos, e seguem o mesmo padrão apresentado na Tabela 3.5. As variáveis 1, 3 e 5, que se referem às quantidades de equipamentos, podem ser avaliadas diretamente por seu valor no eixo das ordenadas; já as demais variáveis, que se referem aos tipos de equipamentos, equivalem aos números dos modelos apresentados no Apêndice A. Já em análise ao gráfico superior da Figura 3.17, nota-se que a variação do melhor resultado da função objetivo é pequena, principalmente quando o número de gerações aumenta, o que é natural, dada a característica do problema, em que uma diferença de alguns centavos no custo da energia pode resultar em um bom incremento na viabilidade econômica do sistema. Neste caso, a função objetivo apresentou pouca, ou nenhuma variação, a partir da 12^a geração; porém, o número de gerações que define o critério de parada do algoritmo, 20, foi assim definido após a constatação, em diversas simulações, de que a variação geral se torna muito pequena após a 20^a geração. O tamanho da população do AG, 200 indivíduos, foi assim definido de modo a garantir que já na primeira geração o resultado seja razoavelmente satisfatório, para que o espaço de busca, naturalmente muito grande para problemas desta natureza, seja reduzido substancialmente.

O resultado obtido pode ser considerado coerente. A maior participação da fonte solar justifica-se pelo seu bom potencial, que contrasta com o potencial eólico não tão bom. O custo da energia, mesmo parecendo elevado, está adequado à realidade nacional, em que os custos de equipamentos, especialmente para sistemas de pequeno e médio portes, ainda representam uma carga elevada de custos ao sistema. O tempo de processamento também pode ser considerado bom, dada a complexidade do problema e seu amplo espaço de busca. As simulações seguintes ajudam a fornecer um melhor panorama sobre os resultados obtidos pelo algoritmo proposto.

Algumas constatações interessantes podem ser feitas a partir da configuração do sistema proposta pelo algoritmo. A indicação do uso de 80 unidades de um inversor de pequeno porte, de 0,3 kW, é coerente na visão do algoritmo, pois este inversor está entre os que apresenta a melhor relação entre custo (R\$ 1.330/kW), vida útil (10 anos) e eficiência (92 %) entre todos os disponíveis. Como nesta simulação a quantidade máxima de inversores não foi limitada, o resultado é lógico. Há alternativas para, de maneira bastante simples, limitar a quantidade máxima de qualquer equipamento na simulação. Outra constatação interessante é que a bateria indicada pelo algoritmo é convencional, do tipo chumbo-ácido com eletrólito livre, com profundidade máxima de descarga de 30 %. Em outras simulações realizadas, baterias deste tipo nunca são indicadas com profundidade máxima de descarga de 50 %, pois isto reduz bastante seu número de ciclos e, conseqüentemente, sua vida útil. Aqui, destaca-se

que como o programa não possui interface para o usuário, estas constatações são observadas ao longo das simulações, através de análises na própria rotina do algoritmo, avaliando seu comportamento em cada iteração e para cada simulação.

Caso 2

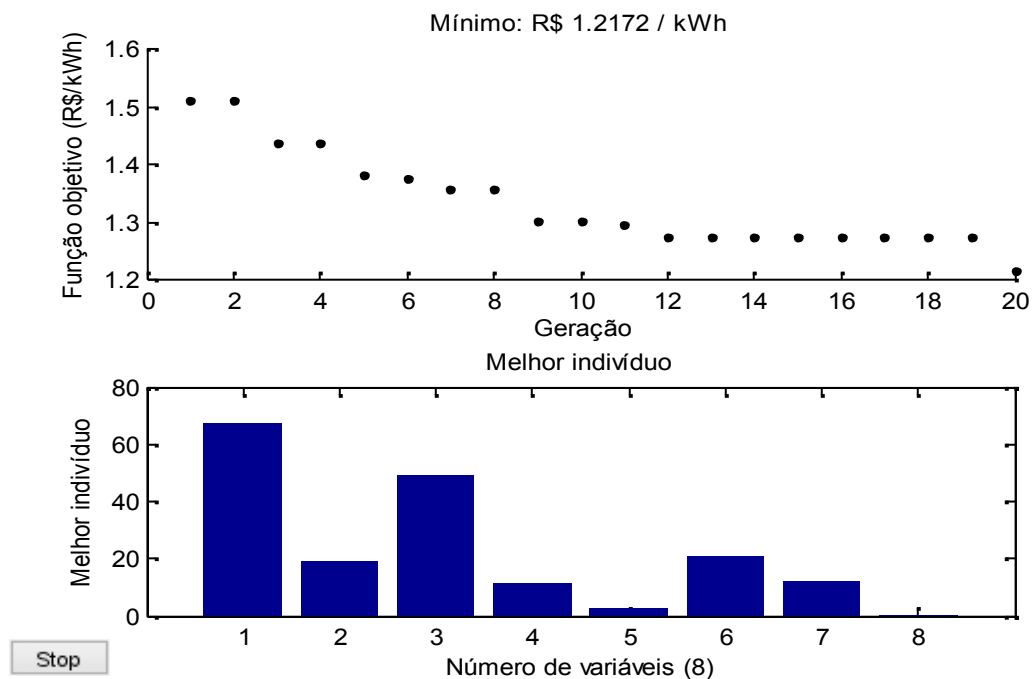
Esta simulação utiliza os dados das curvas Solar 2, Eólica 2 e Carga 1. Os dados característicos do AG são os mesmos considerados para o caso 1, apresentados nas tabelas 3.4 e 3.5. A melhor configuração de sistema resulta em um custo de energia de R\$ 1,2172/kWh e é apresentada na Tabela 3.7. O algoritmo apresentou o resultado após 38 minutos e 29 segundos em processamento, praticamente o mesmo tempo do caso anterior, o que é esperado, em função dos parâmetros do AG não terem sido alterados. Os gráficos da Figura 3.18 apresentam os resultados da simulação.

Tabela 3.7. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o AG, caso 2.

Subsistema	FV	Eólico	Banco de baterias	Grupo gerador	Inversor
Capacidade	16,08 kWp	30 kW	88,2 kWh	24 kW	24 kW
Tipo	20	22	12	13	1

Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.18. Resultados do AG para o caso 2.



Fonte: Elaboração própria.

Os resultados desta simulação apresentam perfil semelhante ao do caso anterior, como esperado. A carga é a mesma, o potencial solar é levemente menor e o potencial eólico é

maior. Como a elevação do potencial eólico é mais considerável que a redução do potencial solar, o custo de energia diminui e a potência FV instalada também diminui; porém, a potência eólica agora é de 30 kW, com 3 aerogeradores de 10 kW.

Também comparando esta simulação com a anterior, outras observações podem ser feitas. Os módulos são da mesma marca/modelo, de 240 Wp de potência, e o que apresenta o menor custo entre os disponíveis (R\$ 4,29/Wp). As marcas/modelos de grupos geradores e inversores também são as mesmas do caso 1. As baterias são da mesma marca/modelo, 150 Ah e 12 V, porém apresentam diferentes profundidades máximas de descarga, 30 % para o caso 1 e 20 % para o caso 2. Apresentam custos, por capacidade energética útil, respectivamente de R\$ 1,28 e 1,91/Wh. O maior custo da segunda é compensado por sua maior vida útil, 5,47 anos, contra 3,15 da primeira. O aerogerador é o que apresenta menor custo por potência nominal entre as marcas/modelos disponíveis, R\$ 5.600,00/kW. Nota-se que mesmo o custo por kW dos módulos sendo inferior ao do aerogerador, a maior capacidade eólica do sistema justifica-se em função do melhor potencial eólico registrado.

3.4.2. Resultados das Simulações com SA

Caso 1

Esta simulação utiliza os dados das curvas Solar 1, Eólico 1 e Carga 1, as mesmas utilizadas na simulação do caso 1 com AG. Os dados característicos do SA são apresentados na Tabela 3.8. Assim como nas simulações com o AG, estes dados apresentaram os melhores resultados para o algoritmo, sendo definidos após diversas simulações com diferentes configurações, variando-se dados como a temperatura inicial, a função de decaimento da temperatura e o critério de parada.

Tabela 3.8. Dados do SA para o caso 1.

Função de avaliação	<i>Boltzmann annealing</i>
Temperatura inicial	400 °C
Função de decaimento da temperatura	Linear
Faixa inicial	Ver Tabela 3.5
Solução inicial	Ver Tabela 3.9
Critério de parada	Número de iterações
Número máximo de iterações	3.000

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.9. Solução inicial para o SA, caso 1.

N_{FV}	Tipo FV	N_{BAT}	Tipo BAT	N_{AERO}	Tipo AERO	Tipo GG	Tipo INV
0	0	1	0	0	0	24	0

Fonte: Elaboração própria.

O algoritmo inicia no tipo 25 (24 + 1) de grupo gerador, o de maior porte, para que a primeira solução seja sempre viável. Simulações com cargas médias de 20 kW, por exemplo, se iniciadas com grupos geradores da faixa de 1 kW, resultariam em soluções inviáveis, com conseqüente menor probabilidade do algoritmo encontrar o valor ótimo. O grupo gerador de tipo 25 tem capacidade de 124 kW, capaz de atender praticamente todas as comunidades de pequeno e médio portes, alvos principais deste trabalho. Caso seja necessário o atendimento de cargas de maiores capacidades de potência, outros grupos geradores devem ser adicionados ao arquivo de entrada. Este ponto inicial é um requisito do SA, e a solução apresentada na Tabela 3.9 é apenas indicativa, podendo ser alterada facilmente a cada execução, de acordo com a necessidade do usuário.

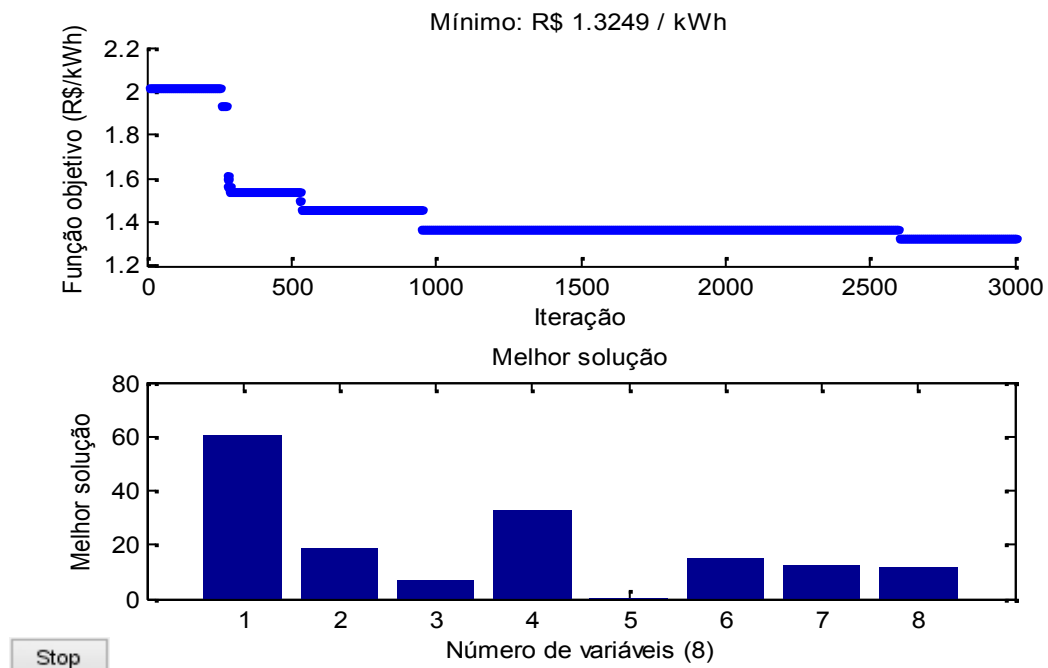
Os resultados da simulação indicam que a melhor configuração do sistema, apresentada na Tabela 3.10, resulta em um custo de energia de R\$ 1,3249/kWh. O algoritmo apresentou o resultado após 45 minutos e 04 segundos. A Figura 3.19 apresenta o gráfico de evolução do melhor resultado da função objetivo (gráfico superior), e a melhor configuração para o sistema (gráfico inferior).

Tabela 3.10. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o SA, caso 1.

Subsistema	FV	Eólico	Banco de baterias	Grupo gerador	Inversor
Capacidade	14,4 kWp	0	25,9 kWh	24 kW	25 kW
Tipo	20	--	34	13	13

Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.19. Resultados do SA para o caso 1.



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que o resultado apresentado pelo SA é pior que o obtido pelo AG, para tempos de processamento maiores. Outras simulações, mesmo com números maiores de iterações, não resultaram em melhora considerável no resultado do SA. No entanto, é importante destacar que a configuração proposta pelo SA se assemelha à apresentada pelo AG. A potência FV é levemente reduzida no presente caso, e a capacidade energética do banco de baterias é superior, não só na capacidade total, mas também na capacidade útil, uma vez que a bateria indicada pelo SA é do tipo chumbo-ácido com placas tubulares (OPzS), com profundidade máxima de descarga de 50 %. As marcas/modelos de módulos FV e grupo gerador indicadas pelas duas técnicas são as mesmas. Já o inversor sugerido no presente caso é de 2,5 kW de capacidade, que apesar do custo consideravelmente superior ao indicado pelo AG nos casos 1 e 2, R\$ 2.400,00 contra 1.330,00/kW, apresenta maior vida útil (15 anos) que o anterior.

A conclusão de tais resultados, relacionados à diferença entre os custos mínimos de energia apresentados pelo AG e pelo SA é esperada, em função do AG ser uma técnica baseada em populações, com conjuntos de soluções, e o SA ser baseado em trajetórias, com solução única, o que explica a maior dificuldade encontrada pelo SA em fugir de mínimos locais, mesmo com a aceitação de soluções piores, dada a característica particular do problema em questão. Isto pode ser notado no gráfico superior da Figura 3.19, onde observa-se a presença de trechos com valores constantes durante várias iterações consecutivas, o que

demonstra que o algoritmo encontrou mínimos locais e teve dificuldade em sair deles. Como os processos de reconfiguração do AG são mais poderosos, como a população composta de diversos indivíduos, e os próprios processos de seleção e mutação, o AG apresenta maior facilidade em escapar de mínimos locais e encontrar soluções ótimas.

Caso 2

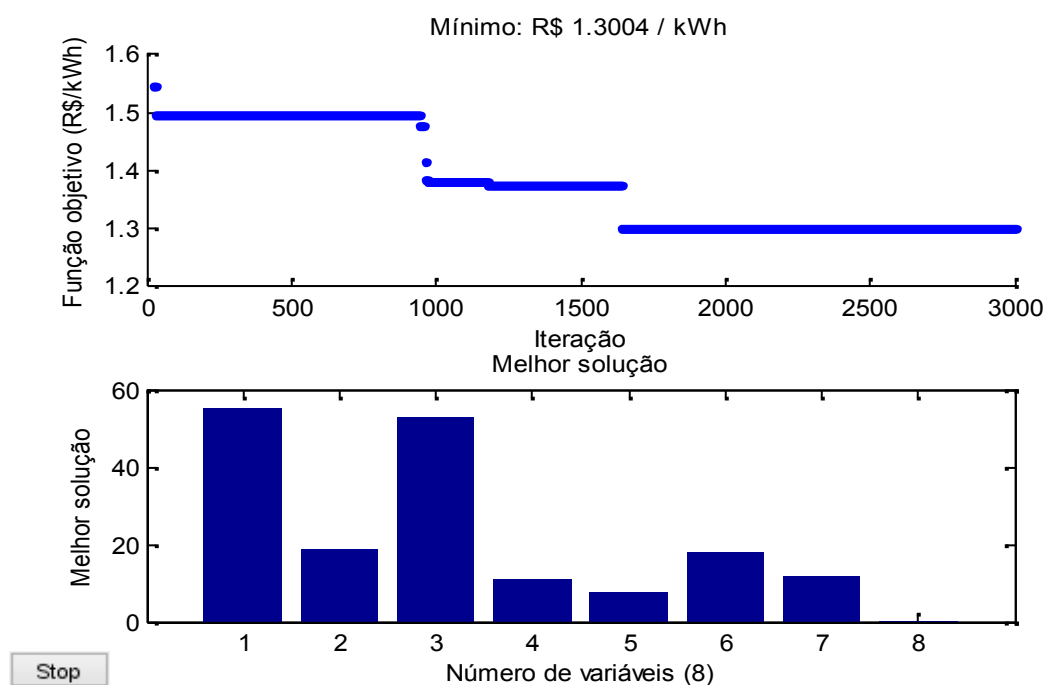
Esta simulação utiliza os dados das curvas Solar 2, Eólica 2 e Carga 1, os mesmos considerados na simulação do caso 2 com AG. Os dados característicos do SA são os mesmos aos apresentados nas tabelas 3.8 e 3.9. A melhor configuração do sistema, apresentada na Tabela 3.11, resulta em um custo de energia de R\$ 1,3004/kWh. O algoritmo apresentou o resultado após 43 minutos e 59 segundos de processamento. Os gráficos da Figura 3.20 apresentam os resultados da simulação.

Tabela 3.11. Configuração do sistema que resultou no menor custo de energia para o SA, caso 2.

Subsistema	FV	Eólico	Banco de baterias	Grupo gerador	Inversor
Capacidade	13,2 kWp	24 kW	95,4 kWh	24 kW	24 kW
Tipo	20	19	12	13	1

Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.20. Resultados do SA para o caso 2.



Fonte: Elaboração própria.

Assim como no caso anterior, a comparação dos resultados obtidos pelo SA e pelo AG para este caso indica o melhor desempenho do AG. Também de forma análoga ao ocorrido no

caso 1, destaca-se a semelhança nas configurações do sistema propostas pelas duas técnicas. Com exceção do aerogerador, as marcas/modelos dos demais equipamentos foram as mesmas. As capacidades dos sistemas também se assemelham, com uma leve redução na potência FV e eólica na presente simulação, contra um leve aumento na capacidade energética do banco de baterias. Tanto o AG quanto o SA apresentam tendência de maior penetração da fonte eólica no sistema do caso 2, em função do seu maior potencial eólico. Isto indica a boa resposta do algoritmo e que as técnicas de otimização apontam corretamente para a melhor solução do problema, mesmo que umas de forma mais precisa que outras. As capacidades FV e eólica reduzidas na simulação com o SA ajudam a explicar o custo de energia maior obtido com esta técnica, devido a uma maior solicitação do grupo gerador.

Observou-se, em outras simulações, que o SA consegue encontrar soluções otimizadas próximas às obtidas pelo AG, quando se restringe o espaço de busca ou quando se indica previamente possíveis regiões do espaço onde a solução mais viável pode estar situada. Este tipo de solução, que pode ser considerada um pré-dimensionamento do sistema ou uma pré-filtragem dos dados, pode ser obtida através da utilização de técnicas híbridas de otimização, ou através de novas parametrizações da função de avaliação do SA, que, para os casos aqui simulados, é a função de Boltzmann.

3.4.3. Resultados das Simulações Comparando o Algoritmo Proposto com Outras Ferramentas de Otimização

Nesta seção são comparados resultados do algoritmo proposto, utilizando AG e SA, com resultados do HOMER e do iHOGA. Os dados de entrada são as curvas Solar 1, Eólico 1 e Carga 2. A Tabela 3.12 apresenta um comparativo entre os resultados obtidos pelo método proposto, com as duas técnicas de otimização, e os obtidos pelos dois outros programas.

Tabela 3.12. Comparação entre os resultados obtidos pelo método proposto e por outros programas.

	CE (R\$/kWh)	Tempo de processamento	P_{FV} (kWp)	P_{AERO} (kW)	C_B (kWh)	P_{GG} (kW)	P_{Tinv} (kW)
AG	1,6574	3h 34 min 58 s	0,96	0	5,04	1,76	0,9
SA	1,8951	2h 14 min 52 s	0,98	0	9,0	1,76	0,8
HOMER	1,545	37 min 01 s	3,0	0	21,6	1,76	1
iHOGA	0,97	4h 48 min 12 s	3,84	0	31,68	1,76	1

Fonte: Elaboração própria.

A diferença considerável entre o valor do custo de energia apresentado pelo iHOGA, quando comparado aos demais, deve-se à metodologia de cálculo utilizada por esse programa. Para obter o custo de energia, o iHOGA calcula o custo do ciclo de vida do sistema (chamado pelo programa, em sua versão em inglês, de NPC – *Net Present Cost*, ou valor presente líquido) e divide este custo pela energia consumida pela carga durante todo o horizonte de análise, 20 anos para a presente simulação. O algoritmo aqui proposto e o HOMER consideram o custo anualizado do sistema, trazido ao presente, e divide-o pela energia consumida apenas no ano base, o que o presente trabalho considera mais adequado, uma vez que neste caso são utilizados no cálculo dois valores registrados na mesma base de tempo, o presente. A metodologia do iHOGA calcula o custo de energia a partir de um valor que considera todo o horizonte, de forma descontada, o NPC, e um valor presente, da energia consumida, multiplicado pelo número de anos da análise.

Para fins de comparação, nas soluções apresentadas pelo algoritmo proposto, utilizando AG e SA, e pelo HOMER, os custos de ciclo de vida calculados são respectivamente iguais a R\$ 41.716,00, 47.699,00, e 38.877,00. Se considerassem a mesma metodologia do iHOGA, os custos de energia calculados por estas três ferramentas seriam de R\$ 0,71, 0,81 e 0,66/kWh, respectivamente. O custo do ciclo de vida apresentado pelo iHOGA é maior, de R\$ 57.090,00.

Mesmo com esta diferença, ressalta-se que a comparação dos resultados não tem como objetivo apresentar uma análise quantitativa, mas sim, qualitativa, mesmo porque algumas diferenças básicas entre as ferramentas impedem uma comparação em plena igualdade de condições, mesmo que as metodologias fossem idênticas. O HOMER, por exemplo, apresenta limitações para entrada de diferentes marcas/modelos de equipamentos. Podem ser simulados simultaneamente no máximo 10 diferentes tipos de baterias e grupos geradores, e 2 diferentes tipos de aerogeradores. Os módulos e os inversores, por sua vez, são inseridos por faixa de potência e não por marca/modelo. A simulação considerando os números máximos permitidos de marcas/modelos e de largas faixas de potência resulta em um tempo muito elevado de processamento. Para obter os resultados aqui apresentados, foram realizadas diversas simulações, variando-se basicamente as marcas/modelos de aerogeradores e limitando-se e mantendo-se fixas os tipos e faixas de potência dos demais equipamentos. O tempo de processamento apresentado na Tabela 3.12 foi o de uma única simulação.

Voltando à análise dos resultados apresentados na Tabela 3.12, alguns aspectos das configurações propostas pelas ferramentas se assemelham. Os grupos geradores indicados,

por exemplo, são iguais, o de menor potência entre os tipos disponíveis. Como o potencial eólico não é tão bom, nenhuma solução indica a utilização de aerogeradores. Os tempos de processamento variam, porém, mais em função de particularidades de cada ferramenta, como a limitação de marcas/modelos de entrada do HOMER, já comentada, o que justifica o fato deste programa ter apresentado o menor tempo de processamento.

Analisando todos os dados gerados pelas simulações, notam-se particularidades das metodologias de cada simulação, que resultam nas diferenças nas configurações e nos valores de custo de energia apresentados. O HOMER e o iHOGA consideram a vida útil do grupo gerador em número de horas, já o método proposto a considera em número de anos. Mesmo a primeira sendo considerada mais correta, o presente trabalho considera o tempo de vida útil em anos pois entende que, na prática, em sistemas isolados, a referência é geralmente tomada com base no tempo em anos. Em casos de participação moderada ou baixa do grupo gerador em sistemas híbridos, a vida útil em horas indicaria que o gerador deveria ser substituído 30 anos ou mais após sua instalação, o que não parece adequado.

Voltando à análise comparativa entre as ferramentas, relacionada ao tempo de vida útil do grupo gerador, em sistemas com maior participação renovável, em que o grupo gerador opera poucas horas no ano, como no presente caso, os custos operacionais do grupo gerador para o HOMER são basicamente os associados a combustível, que são baixos. No algoritmo proposto, após determinado número de anos o grupo gerador necessariamente será substituído, resultando em custos operacionais mais elevados. Nas análises com o algoritmo desenvolvido, há duas substituições do grupo gerador durante o tempo de análise, enquanto no HOMER não há nenhuma (97 h/ano de operação com vida útil de 10.000 h) e no iHOGA há apenas uma substituição (630 h/ano de operação com vida útil de 10.000 h). Este item resulta em uma diferença considerável no custo de energia, especialmente quando o resultado do algoritmo proposto é comparado ao obtido pelo HOMER.

O tempo de operação anual do grupo gerador também é uma diferença relevante entre as metodologias. As estratégias de operação consideradas pelo método proposto e pelo iHOGA indicam uma contribuição maior do grupo gerador, à carga e ao banco de baterias. Já no HOMER, é indicada uma estratégia diferente, em que a operação do gerador só atende a carga em poucos momentos do ano.

Outra diferença é que o cálculo da vida útil das baterias no HOMER e no iHOGA depende das condições operacionais do sistema. Sistemas em que os ciclos de carga e descarga das baterias se repetem mais vezes, como quando há presença de cargas elevadas e

quando o grupo gerador carrega as baterias frequentemente, tendem a reduzir consideravelmente a vida útil das baterias. Já sistemas com comportamento oposto, como o da presente seção, em que a carga é leve e o gerador pouco contribui para o carregamento do banco, elevam a vida útil das baterias. Na simulação aqui apresentada, o HOMER indica 4,71 anos de vida útil das baterias, superior aos tempos das simulações do iHOGA (4,05 anos) e do método proposto (3,15 anos tanto para o AG quanto para o SA). Esta questão também gera diferenças consideráveis nos resultados, pois o custo do banco de baterias é significativo para o sistema (aproximadamente 50 % do custo do ciclo de vida para todas as ferramentas). De fato, o melhor resultado do HOMER pode ser justificado nestes dois pontos, os menores custos operacionais do grupo gerador e de reposição das baterias.

A entrada de dados no iHOGA é bastante semelhante à utilizada pelo algoritmo proposto neste trabalho, podendo ser inseridas diversas marcas/modelos para cada tipo de equipamento. A maior limitação, no entanto, está nas quantidades dos equipamentos. Para a simulação que resultou no valor apresentado na Tabela 3.12, por exemplo, limitou-se a quantidade de módulos e baterias ao máximo de 40 unidades, e de aerogeradores a 10 unidades, e ainda assim o tempo de processamento foi elevado.

As faixas de quantidade e de marcas/modelos dos equipamentos no algoritmo proposto são as mesmas utilizadas para o iHOGA. Ressalta-se que estes valores são coerentes em função da carga leve desta simulação, com demanda máxima inferior a 1 kW. Como já citado, esta carga muito baixa é utilizada em função de uma restrição da versão de demonstração do programa iHOGA, sendo aqui considerada apenas para fins de comparação, sabendo-se de sua pouca aplicabilidade em sistemas híbridos reais.

Os dados do AG e do SA são levemente alterados com relação aos utilizados nas seções 3.4.1 e 3.4.2, com diferenças principais na população inicial e no número de gerações, para o AG, e no critério de parada, o número máximo de iterações, para o SA, que foram elevados, respectivamente para 500, 20 e 6.000, a fim de melhor adequar entre si as características das ferramentas de otimização aqui comparadas, principalmente em função do tempo de processamento. Ainda assim, as soluções apresentadas com o AG e o SA são obtidas com tempos inferiores aos do iHOGA.

Nota-se, assim como nas simulações anteriores, que na comparação entre o AG e o SA o primeiro apresenta um menor custo de energia, em condições semelhantes. Esta comparação reforça, mais uma vez, os comentários anteriores de que o SA, para problemas com espaços de busca grandes, não tem o mesmo desempenho do AG na fuga de mínimos locais.

Por fim, com o objetivo de comparar as ferramentas em condições mais realistas de carga, a Tabela 3.13 apresenta uma comparação entre os resultados do caso 2 obtidos pelo AG e pelo SA, já apresentados anteriormente, com os obtidos pelo HOMER. O iHOGA não é aqui considerado em função de sua já citada limitação nos dados de carga de entrada.

Tabela 3.13. Comparação entre os resultados obtidos pelo método proposto e pelo HOMER.

	CE (R\$/kWh)	Tempo de processamento	P_{FV} (kWp)	P_{AERO} (kW)	C_B (kWh)	P_{GG} (kW)	P_{Tinv} (kW)
AG	1,2172	38 min 29 s	16,08	30,0	88,2	24	24
SA	1,3004	43 min 59 s	13,2	24	95,4	24	24
HOMER	1,379	46 min 45 s	10,0	30,0	28,8	24	24

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se nos resultados maior semelhança entre os dimensionamentos propostos pelo HOMER e pelas ferramentas desenvolvidas, tanto utilizando o AG como o SA. Mesmo na capacidade energética total do banco de baterias, muito menor no HOMER, quando se avalia em termos de capacidade útil os valores se assemelham, uma vez que o HOMER considera profundidade de descarga de 60 % e a ferramenta desenvolvida considera 20 %, para ambas as técnicas, o que resulta em capacidades úteis de 17,3 kWh para o HOMER, 17,64 kWh para o AG, e 19,08 kWh para o SA.

Com relação ao custo da energia, o maior valor obtido no HOMER é justificado por motivo idêntico ao das simulações anteriores. Porém, agora, com carga mais elevada, ocorre o oposto: a participação do grupo gerador no sistema é maior e os ciclos de carga e descarga das baterias se repetem mais vezes, com o grupo gerador carregando-as com maior frequência. Isto resulta em um número maior de horas de operação do grupo gerador, 2.821 h/ano consideradas pelo HOMER, com conseqüente redução de sua vida útil (5,32 anos), e uma menor vida útil estimada das baterias, 2,49 anos. Ambos os tempos de vida útil são menores do que os considerados pelo algoritmo desenvolvido, o que explica o maior custo de energia apresentado pelo HOMER.

3.4.4. Resultados das Simulações com AG Multiobjetivo

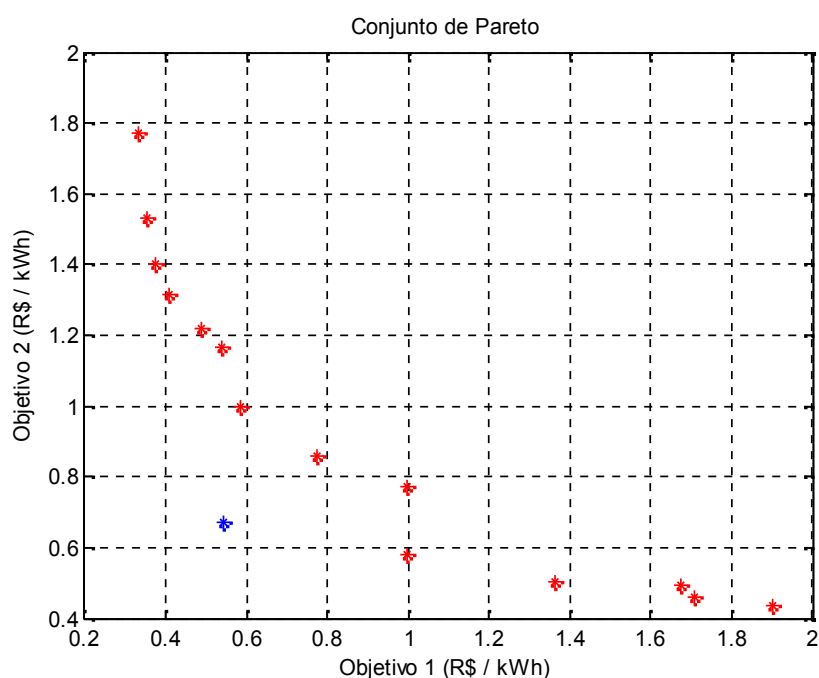
A simulação com o AG multiobjetivo tem como finalidade demonstrar que esta solução pode ser bem utilizada para problemas em que duas soluções sejam conflitantes entre si e onde a decisão necessariamente deve passar pela análise individual de cada uma delas. Como exemplo na área de sistemas isolados com fontes renováveis, esta situação pode ser

verificada quando se objetiva, além de atender satisfatoriamente a carga com menor custo possível, reduzir ao menor valor possível a emissão de poluentes.

No presente caso, a título de exemplo, o problema é dividido em dois objetivos: os custos de equipamentos e os custos de operação e manutenção (O&M), que não são necessariamente conflitantes, mas que aqui são assim considerados. Considerando as mesmas variáveis de entrada do caso 2 e as mesmas configurações do AG apresentadas na seção 3.4.1, a simulação com o AG multiobjetivo apresenta como principal resultado o conjunto de soluções denominado de conjunto de Pareto. Aqui, o conjunto engloba faixas de soluções que consideram os dois objetivos citados, ou seja, variam entre soluções que geram maiores custos de equipamentos e menores de O&M e soluções opostas, passando por valores intermediários.

Assim como a curva apresentada anteriormente na Figura 3.9, a presente simulação gera o conjunto de Pareto aplicado ao presente problema, que é apresentado na Figura 3.21.

Figura 3.21. Conjunto de Pareto para a simulação do Caso 2.



Fonte: Elaboração própria.

Os pontos na cor vermelha, que formam o conjunto, são obtidos com a variação dos objetivos 1 (equipamentos) e 2 (O&M). Cada ponto do gráfico corresponde a uma configuração de sistema. Como exemplo, o ponto mais superior, à esquerda do gráfico, é a solução de maior custo operacional, sendo o custo de energia do objetivo 1 igual a R\$ 0,33/kWh, e do objetivo 2 igual a R\$ 1,77/kWh. Nesta solução, a capacidade instalada do sistema renovável é pequena, aproximadamente 10 kW, para reduzir custos com equipamentos, ficando os custos operacionais mais elevados, basicamente em função dos

maiores gastos com combustível. Em contrapartida, o ponto mais inferior, à direita do gráfico, é a solução inversa, de maior custo com equipamentos e menor custo operacional. Nesta solução, os custos de energia para os objetivos 1 e 2 são respectivamente iguais a R\$ 1,90/kWh e R\$ 0,43/kWh. Se comparada ao problema mono-objetivo, esta solução é ainda menos viável, o que é natural, em função dos elevados custos iniciais. Aqui, o sistema apresenta capacidade renovável de 92 kW; porém, não há custos com combustível, somente custos com manutenção dos módulos e aerogeradores.

Somando-se as duas parcelas de cada situação descrita no parágrafo anterior, o custo de energia global é maior que o obtido pelo AG mono-objetivo, como esperado, pois ambas estão situadas em pontos extremos. A melhor solução está localizada na denominada zona de soluções factíveis do conjunto de Pareto, que são os pontos abaixo da linha imaginária que liga todas as soluções do conjunto (pontos vermelhos da Figura 3.21). O ponto na cor azul no gráfico é a solução obtida pelo AG mono-objetivo no caso 2, cujo custo de energia global é de R\$ 1,22/kWh. Como esperado, este valor encontra-se na zona de soluções factíveis e apresenta maior viabilidade do que as soluções do conjunto de Pareto, uma vez que a solução é otimizada independentemente de objetivos conflitantes. Por tal motivo, as técnicas multiobjetivos devem ser utilizadas somente quando há real necessidade em se avaliar individualmente dois diferentes objetivos.

3.5. Considerações Finais

O correto dimensionamento de SHGEs é tarefa complexa, em função da presença de duas ou mais fontes de geração, sistemas de armazenamento de energia, custos de investimento geralmente conflitantes com custos operacionais, dentre outros fatores. O presente capítulo demonstra que técnicas meta-heurísticas são potenciais soluções para o problema, principalmente em função de sua capacidade em percorrer amplos espaços de busca de forma otimizada e com tempos de processamento consideravelmente inferiores aos obtidos por técnicas clássicas. Ainda assim, é necessário avaliar de forma criteriosa qual técnica melhor se aplica a cada problema, e quais os melhores ajustes de parâmetros das técnicas para cada caso. O algoritmo genético, por sua ampla capacidade de reconfiguração, apresenta-se como uma boa ferramenta para a solução de problemas de dimensionamento de SHGEs e, por esta razão, é uma das técnicas mais utilizadas na área. Outras técnicas vêm sendo estudadas e desenvolvidas, como o *simulated annealing*, e podem apresentar resultados satisfatórios para determinados tipos de problemas, como também podem ser bem combinadas com outras técnicas, para apresentarem soluções ótimas com tempos de processamento reduzidos.

CAPÍTULO 4

Sistemas de Tarifação e Modelos de Gestão Aplicados a Sistemas com Fontes Renováveis Atendendo Minirredes

4.1. Considerações Iniciais

Ainda que o sistema de geração renovável esteja corretamente dimensionado e seja operado da forma mais eficaz possível, outros problemas, como manutenção e gestão precárias ou inexistentes, estão intimamente associados a situações de insucesso de sistemas híbridos instalados no Brasil e no mundo. Há, em particular, uma questão de origem cultural que também afeta a sustentabilidade destes sistemas: o problema do consumo, com o passar do tempo, se tornar maior que a disponibilidade energética do sistema renovável. O presente trabalho entende que este problema deva ser tratado como problema de gestão, e não técnico, o que torna essencial que modelos de gestão eficazes sejam aplicados a sistemas com fontes renováveis, com o objetivo de garantir sua sustentabilidade (BLASQUES; PINHO, 2012).

4.2. O Problema da Oferta *versus* Consumo de Energia

O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem como característica comum, aos olhos do consumidor, a disponibilidade quase que irrestrita da energia elétrica, sendo a principal, e muitas vezes considerada como única limitação, a capacidade de pagamento pela energia que chega ao ponto de consumo. A cultura geral é que os consumidores de maior poder aquisitivo podem usar a energia elétrica sem qualquer restrição.

Essa questão cultural atinge também as pequenas comunidades isoladas, seja pela influência dos grandes centros, seja pela presença de um outro tipo de fonte geradora, que implicitamente estimula os consumidores a utilizar a energia de forma pouco racional: grupos geradores a combustível fóssil, que na maioria das vezes têm sua capacidade sobredimensionada com relação à carga, e o aumento de consumo de combustível originado pelo aumento da demanda não são normalmente motivos de preocupação.

Qualquer sistema elétrico passa por constantes situações de aumento de demanda. Em sistemas com capacidades de reserva muito grandes, e onde o custo de acionamento de novas unidades geradoras não é proibitivo, o aumento da demanda é normalmente contornado sem maiores problemas. A exceção justamente ocorre quando uma, ou ambas as situações indicadas acima, não são satisfeitas. A crise de energia elétrica que atingiu o Brasil no ano de

2001, ocasionando um racionamento elétrico de grandes proporções, ocorreu pela diminuição da capacidade de reserva, conseqüente da redução dos níveis dos reservatórios das grandes centrais hidrelétricas.

Em sistemas com fontes renováveis de caráter intermitente, como a solar e a eólica, por exemplo, o problema é ainda mais grave, dada a impossibilidade de armazenamento na forma primária. Este armazenamento é, em geral, feito em bancos de baterias, que normalmente são os “pontos fracos” de sistemas renováveis.

Como em todo e qualquer sistema de eletrificação, a demanda em sistemas com fontes renováveis também sofre aumentos gradativos, de forma ainda mais intensa nos primeiros meses que sucedem o início do fornecimento de energia. Em sistemas onde não há pagamento pela eletricidade ou este pagamento não é bem organizado, o aumento pode ser ainda mais significativo. Foster, Orozco e Rubio (1999) apontam para um aumento de 53 % da demanda de uma comunidade atendida por sistema híbrido FV-eólico-diesel, inicialmente sem taxa de pagamento pela eletricidade, no período de um ano, logo após sua entrada em operação. Mesmo em sistemas bem operados e com sistemas de medição eficientes, o aumento de demanda é uma ocorrência natural. Barbosa, Pinho e Pereira (2008) apresentam a ocorrência de um acentuado crescimento de unidades consumidoras na vila de São Tomé, município de Maracanã, de 51 no ano imediatamente anterior ao de implantação do sistema híbrido, com medição pré-paga, para 83 três anos depois. Billinton e Karki (2001a) apresentam projeção de aumento de demanda médio de 10 % ao ano em um sistema isolado, dentro de um período de 10 anos, conforme ilustra a Tabela 4.1.

Tabela 4.1. Projeção de aumento de demanda em um sistema isolado.

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda (kW)	60	66	73	80	88	97	107	118	130	143	157

Fonte: BILLINTON; KARKI (2001a).

O aumento da demanda em sistemas recém-eletrificados é natural e ocorre em função de diversos fatores, dentre os quais destacam-se: a aquisição de novos equipamentos elétricos por parte dos usuários, a melhoria da qualidade de vida e dos benefícios econômicos trazidos pela eletrificação; o aumento natural do número de usuários do sistema; e o próprio crescimento socioeconômico da localidade (ROLLAND; GLANIA, 2011).

Algumas alternativas para garantir maior confiabilidade de sistemas com fontes renováveis já são atualmente consagradas. A hibridização do sistema, com a utilização de várias fontes, principalmente as de caráter não intermitente, como os grupos geradores a

combustível, apresentam bons resultados práticos. Alguns sistemas, inclusive, dispensam a utilização de baterias. As desvantagens da utilização de grupos geradores como fonte complementar são o consumo regular e elevado de combustível, principalmente quando o atendimento deve ser ininterrupto, e restrições operacionais, quando da interligação entre as fontes sem a presença de um sistema de armazenamento (BILLINTON; KARKI, 2001b).

Em sistemas híbridos que contam com grupo geradores, principalmente aqueles cujo combustível é de origem fóssil, a limitação é de caráter muito mais econômico, dada a garantia de atendimento ininterrupto por esta fonte, desde que haja combustível no tanque. Porém, a realidade de comunidades isoladas no Brasil aponta para problemas econômicos e logísticos que impedem a utilização em larga escala de grupos geradores, mesmo em sistemas que contam com a presença de unidades de armazenamento de energia. Em sistemas híbridos, deve-se buscar soluções econômicas, que garantam atendimento contínuo à carga com os menores índices possíveis de consumo de combustível.

Rolland e Glania (2011) sugerem, como prática comum para conter o aumento de demanda, a previsão de sobredimensionamento do sistema, adicionando uma capacidade extra, na etapa de projeto, de 30 %, especialmente no cabeamento e no banco de baterias. Independentemente deste sobredimensionamento inicial, o presente trabalho, com base em experiências obtidas em sistemas reais instalados, operados e geridos pelo GEDAE/UFPA, entende que, com o passar do tempo, o sistema de geração tenderá ao colapso, em função do progressivo e constante aumento de demanda após o período inicial de eletrificação.

Outras alternativas que garantam o aumento da confiabilidade de sistemas híbridos com fontes renováveis são propostas na literatura. A adição de novas unidades geradoras ao longo do tempo, para atender ao aumento da demanda verificado na Tabela 4.1, ou a manutenção constante de uma capacidade reserva (BILLINTON; KARKI, 2001b) são possíveis soluções; porém, muito onerosas, especialmente em situações críticas, como os sistemas de pequeno porte, que atendem vilas com número reduzido de residências.

Além disso, a expansão com a instalação de fontes renováveis chegará a um ponto limite, onde a confiabilidade não seguirá o mesmo comportamento das expansões iniciais (BILLINTON; KARKI, 2001a), devido à limitação natural de espaço para instalação de novas unidades geradores.

Uma outra alternativa, muito aplicada a grandes centros urbanos e que pode ser adaptada a sistemas isolados, é o emprego de ações de eficiência energética e do conceito de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD).

Soluções baseadas em eficiência energética são aqui consideradas de efeito menos impactante, pela limitação econômica dos consumidores e até mesmo pela indisponibilidade de equipamentos eficientes em mercados próximos a comunidades isoladas. Mesmo que a instalação do sistema já venha acompanhada de programas de eficiência energética, com ações como a doação de equipamentos eficientes, dentre outras, ainda assim, estes podem ser utilizados de forma pouco racional e, fatalmente, ao final de suas vidas úteis serão substituídos por outros de eficiência e custo mais baixos. O GLD, ao contrário, com certas adaptações que o torne adequado às características de sistemas isolados, é aqui considerado como uma solução viável para o problema da oferta *versus* consumo de energia elétrica.

O GLD pode ser conceituado, de forma simples, como um conjunto de ações adotadas com o objetivo de alterar a quantidade de energia consumida pelos usuários, podendo envolver ações de redução de demanda de pico em períodos do dia em que o sistema de geração apresenta alguma restrição (SAENGPRAJAK, 2006). Estas ações podem ser puramente de conscientização ou de intervenção direta, através da instalação de equipamentos que gerenciem a energia elétrica dos consumidores, chegando até a situações de corte de carga em determinados horários. A primeira ação, de conscientização, tem se mostrado pouco eficiente nos projetos implantados no Brasil, visto que a questão cultural ainda exerce forte influência sobre os moradores de comunidades isoladas, e a prática do racionamento de energia elétrica não é muito comum nestes locais, seja por influência dos grandes centros, onde a energia é considerada ilimitada, seja pela presença anterior de grupos geradores a combustível fóssil.

A segunda ação, de programas de GLD, portanto, é aqui considerada como mais efetiva. Intervenções diretas da empresa fornecedora de energia nos pontos de consumo podem constituir-se em soluções viáveis para o problema da confiabilidade de sistemas com fontes renováveis.

4.3. Sistemas de Tarifação Aplicados a Sistemas Isolados

A presente seção apresenta uma discussão sobre os tipos de sistemas de tarifação aplicados a sistemas isolados, com destaque para os com cobrança via taxas fixas, via medição convencional e via medição pré-paga.

4.3.1. Taxas Fixas

A cobrança de taxas fixas mensais foi, durante muito tempo, o sistema de tarifação mais praticado em sistemas isolados. Atualmente buscam-se soluções para os problemas originados por esta prática, principalmente em sistemas com minirredes. Em sistemas individuais, a cobrança de taxas fixas apresenta bons resultados e ainda é muito praticada, justamente devido a um maior comprometimento por parte do usuário.

As únicas vantagens de sistemas de cobrança com taxas fixas em SHGEs com minirredes são o baixo custo e a simplicidade operacional, pois não são envolvidos equipamentos e a cobrança pode ser realizada por um membro da própria comunidade, de maneira simples e rápida.

Entretanto, as desvantagens são críticas. A inadimplência, comum a qualquer tipo de sistema de tarifação, neste apresenta problemas mais graves, como a necessidade de corte feito por um membro da própria comunidade, o que pode causar situações de constrangimento que levem à permanência de consumidores inadimplentes ligados ao sistema. Outro problema, este considerado ainda mais grave para a gestão do sistema, é o fato da cobrança de taxas fixas permitir que os consumidores utilizem quanta energia acharem conveniente, e normalmente de forma pouco racional (FOSTER; OROZCO; RUBIO, 1999). Tais comportamentos originam situações de aumento de demanda e de desperdícios que podem levar o sistema ao colapso, exigindo ainda maior participação do grupo gerador e, com isso, elevar os custos operacionais do sistema.

Algumas variações do sistema de cobrança com taxas fixas podem ser verificadas em sistemas isolados no Brasil e no mundo. A mais comum é aquela em que a taxa é fixa para cada usuário, mas não é a mesma para todos, variando em função da quantidade de aparelhos que demandam energia elétrica existentes em cada unidade consumidora. Um melhoramento deste tipo de cobrança, apresentado por Rolland e Glania (2011), sugere o estabelecimento de um limite individual com base na máxima potência demandada por usuário. Entretanto, sem que haja um mecanismo físico de limitação de potência, esta estratégia se torna idêntica à anteriormente apresentada neste parágrafo. Uma possibilidade é a inclusão de limitadores de demanda nas unidades, o que pode não surtir muito efeito, em casos onde o limitador seja muito simples, como disjuntores, por exemplo, ou em casos onde o limitador de demanda seja mais sofisticado, podendo elevar a complexidade do sistema, o que contrasta com a simplicidade característica de sistemas de cobrança com taxas fixas.

4.3.2. Medição Convencional

A medição convencional, realizada com medidores de energia amplamente utilizados em sistemas localizados em zonas urbanas, é uma das soluções que podem auxiliar na gestão de sistemas híbridos.

Os medidores são produzidos em larga escala, já sendo consagrados no mercado nacional, o que garante confiabilidade ao equipamento e sua reposição quase que imediata, em casos onde haja necessidade de substituição. Sua instalação é simples e não requer qualquer intervenção operacional por parte do usuário.

A instalação de medidores convencionais apresenta muitas vantagens quando comparada com a cobrança através de taxas fixas. A principal delas é a prática de uma estrutura tarifária que reflete o real consumo de cada usuário, sendo a questão econômica o principal limitador da utilização ineficiente da energia. Com tal sistema de tarifação, o consumo excessivo resultaria em maior receita ao sistema, o que poderia cobrir, pelo menos em parte, a elevação dos custos operacionais do sistema híbrido.

O baixo custo de implantação é outra vantagem, já que, por serem equipamentos comercializados em larga escala no mercado nacional, apresentam custos relativamente baixos. Foster, Orozco e Rubio (1999) indicam custos do sistema de tarifação convencional inferiores a 7 % do custo total do sistema híbrido.

A grande desvantagem desses sistemas são seus custos operacionais elevados, já que há a necessidade de pessoal qualificado para a realização de alguns procedimentos, como a leitura periódica do consumo, corte e religação e entrega de faturas. Além disso, há também custos relacionados à emissão de faturas, recolhimento de pagamento, e outros. Ressalta-se que aqui, entende-se por medidores convencionais aqueles eletromecânicos, pós-pagos, que não possuem funcionalidades como corte e religação automáticos, por exemplo, específicas de medidores ditos “inteligentes”, abordados na seção seguinte.

4.3.3. Medição Pré-paga

O sistema de tarifação pré-pago pode ainda hoje ser considerado um tipo de sistema gestor inovador para os serviços de eletricidade no Brasil. Funciona de forma semelhante ao sistema de pré-pagamento utilizado mundialmente em serviços de telefonia móvel e serviços públicos de telefonia fixa, através da compra, por parte do usuário, de um cartão com quantidades pré-determinadas de energia, para ser creditado no medidor e utilizado até o final dos créditos, quando, então, o medidor interrompe automaticamente o fornecimento de

energia à carga, sendo necessária a aquisição de um novo cartão para a inserção de créditos no medidor e restabelecimento do atendimento.

Com o crescimento das denominadas redes “inteligentes” de energia, estes medidores são por vezes chamados de medidores “inteligentes”, tendo a capacidade mínima de registrar e gravar dados energéticos em intervalos de tempo especificados. Outras inúmeras funcionalidades podem ser adicionadas, como leitura, corte e religação remotos, mostradores locais com apresentação de dados em tempo real ao usuário, dentre outras (KEMP; QUACH; GRAHAM, 2010). Tais características não se limitam aos medidores pré-pagos; esta é uma das funcionalidades potencialmente presentes em medidores inteligentes. Sua utilização já vem sendo estudada em sistemas convencionais de distribuição de eletricidade, sendo que nestes casos a funcionalidade de pré-pagamento não é, em geral, utilizada. No entanto, a utilização de medidores inteligentes com pré-pagamento em sistemas isolados tem sido alvo de crescentes discussões no Brasil e no mundo nos últimos anos, e é o foco desta seção.

As principais vantagens e desvantagens observadas em sistemas de tarifação pré-pagos são apresentadas na Tabela 4.2 (BARBOSA et al., 2004; CASARIN; NICOLLIER, 2009; BLASQUES; PINHO, 2012; MAKONESE; KIMEMIA; ANNEGARN, 2012).

Tabela 4.2. Vantagens e desvantagens de sistemas de tarifação pré-pagos.

Vantagens	Similaridade ao sistema de pagamento verificado anteriormente à energização da comunidade, quando os moradores pagavam antecipadamente pelos energéticos, como pilhas, velas, óleo diesel, etc.
	Adequado à sazonalidade de renda dos moradores locais
	Possibilidade de controle do consumo, através de verificação dos dados de medição em tempo real
	Possibilidade de utilização de créditos emergenciais limitados, que são descontados após a inserção de novos créditos
	Redução de custos operacionais, uma vez que o corte é realizado automaticamente pelo medidor, sendo o consumidor religado com a simples inserção de novo cartão, que pode ser vendido localmente por um próprio morador
	Eliminação da inadimplência
Desvantagem	Custo de investimento inicial ainda elevado

Fonte: BARBOSA et al. (2004); CASARIN; NICOLLIER (2009); BLASQUES; PINHO (2012); MAKONESE; KIMEMIA; ANNEGARN (2012).

O presente trabalho considera que este sistema de tarifação agrega as principais vantagens do sistema de medição convencional à maior simplicidade operacional do sistema de cobrança de taxas fixas, o que pode ser comprovado observando-se as vantagens do sistema apresentadas na Tabela 4.2, principalmente aquela que indica a redução de custos operacionais. Com relação à desvantagem, a principal observação a ser feita é a sua possível solução em curto espaço de tempo, se o desenvolvimento desses sistemas se difundir nacionalmente e, conseqüentemente, seus custos reduzirem. Também é importante ressaltar que a venda dos créditos aos consumidores, dependendo de como é feita, pode se configurar também em uma desvantagem, caso, por exemplo, da necessidade da presença de agentes locais para programação e venda de cartões. A venda remota, pelo telefone ou *internet*, é considerada a situação ideal, desde que haja infraestrutura suficiente para os serviços de comunicação móvel no local.

Mesmo a medição pré-paga já tendo sido utilizada no Brasil, em 2003, no sistema híbrido da vila de São Tomé (BARBOSA et al., 2004), a discussão sobre ela no país foi oficialmente iniciada pela ANEEL somente em 2012, através da audiência pública nº 48, de 2012, apesar de no meio acadêmico esta discussão ter sido iniciada bem antes disso. Na minuta de resolução, elaborada a partir da Nota Técnica nº 014 (BRASIL, 2012b), a ANEEL estabelece, dentre outras medidas, que a implantação da modalidade de tarifação com pré-pagamento é facultada às distribuidoras para seus consumidores atendidos em baixa tensão, sem ônus a eles; que esta implantação pode ser realizada por localidade, em casos de atendimento com sistemas coletivos ou individuais de geração em comunidades isoladas; que seja permitido ao consumidor a compra de quaisquer valores de créditos, a partir de um valor mínimo equivalente a 1 kWh; que o medidor deve permitir, no mínimo, a visualização da quantidade de créditos disponíveis e possuir alarme visual e sonoro que informe ao consumidor a proximidade do término dos créditos; e que seja disponibilizada ao consumidor a opção de utilização de crédito de emergência de, no mínimo, 5 kWh, a ser descontado na próxima recarga de créditos no medidor.

Após a audiência pública, a ANEEL não divulgou, até o presente, nenhum documento regulamentando oficialmente a questão. Vale ressaltar que, dentre as contribuições enviadas durante a audiência, algumas se manifestaram de forma contrária à adoção dos sistemas de pré-pagamento, principalmente com base no fato de que o serviço de fornecimento de energia elétrica é essencial e que, por isso, os consumidores, especialmente os de baixo poder aquisitivo, não podem ter o serviço descontinuado imediatamente após a extinção dos

créditos. O presente trabalho, por tratar especificamente de sistemas isolados, entende que o mecanismo de pré-pagamento é uma ferramenta que pode ser fundamental para a melhoria da gestão dos sistemas com fontes renováveis e que, por isso, a discussão deve ser conduzida de forma distinta àquela que abrange todo o sistema elétrico nacional.

A ANEEL autorizou oficialmente apenas três distribuidoras de energia a adotar o sistema de pré-pagamento, inicialmente em caráter experimental: a Ampla, no Rio de Janeiro, as Centrais Elétricas do Pará (Celpa), com dois sistemas, e a Eletrobras Amazonas Energia, através das resoluções autorizativas 391/2005, 1.822/2009, 3.226/2011 e 2.150/2009. A ideia da Ampla era a instalação dos medidores em seu sistema de distribuição convencional, e da Celpa e da Eletrobras Amazonas Energia era utilizá-los em sistemas isolados, baseados em fontes renováveis. A Celpa desistiu da implantação dos sistemas, mas as duas outras distribuidoras efetuaram a instalação dos medidores pré-pagos.

Antes dos sistemas de pré-pagamento implantados em 12 comunidades do Amazonas (MATOS, 2011), apenas outros dois sistemas de medição pré-pagos foram instalados em sistemas isolados no Brasil, ambos no Pará, no âmbito de projetos de P&D. Um encontra-se desativado, instalado na vila de São Tomé, município de Maracanã (BARBOSA et al., 2004), e outro ainda está em funcionamento, instalado na vila de Tamaruteua, município de Marapanim (PEREIRA; PINHO; VALE, 2007).

Os três sistemas são semelhantes, diferenciando-se basicamente na forma de inserção dos créditos no medidor. Em São Tomé e Tamaruteua os medidores são carregados com cartões do tipo “smart-card”, reutilizáveis, que permitem gravação, regravação e leitura de dados. Nas 12 miniusinas FV do Amazonas utilizam-se medidores tipo teclado, que dispensam qualquer meio físico para transferência dos créditos. Neste sistema o usuário adquire um código com determinado valor em créditos de energia, e o insere no medidor através do teclado (CER, 2003).

Outra diferença entre os sistemas é a presença de um único dispositivo instalado nas unidades consumidoras em Tamaruteua, que atua como medidor e gerenciador de energia, enquanto que os sistemas de São Tomé e do Amazonas apresentam duas unidades instaladas no ponto de consumo, o medidor e o gerenciador de energia, fisicamente conectados; o primeiro localizado na parte externa da residência e o segundo localizado na parte interna, sendo responsável pela transferência dos créditos de energia ao medidor, e possuindo um visor que fornece informações úteis ao usuário.

Além do medidor e do gerenciador de energia, em um único ou em dois dispositivos separados, os sistemas possuem outros dois componentes básicos: o sistema de geração de créditos, que é de posse da distribuidora e está fisicamente instalado na própria comunidade, e o próprio meio de transferência dos créditos, em kWh, aos medidores, adquiridos pelos consumidores em forma de cartão ou código. A Figura 4.1 ilustra os componentes citados, para o sistema de pré-pagamento instalado em Tamaruteua.

Figura 4.1. Sistema de pré-pagamento de energia de Tamaruteua.



Fonte: Elaboração própria.

A título de exemplo, o medidor pré-pago de Tamaruteua é adequado a sistemas monofásicos a dois fios, frequência de 60 Hz e corrente nominal de 15 A. O cartão de energia, antes de ser inserido no medidor, deve ser devidamente creditado, com quaisquer valores de kWh, na central de processamento. Para Tamaruteua, estabeleceu-se um valor fixo de 30 kWh por cartão; porém, podem ser estabelecidas quantas faixas de valores se julgar necessário, produzindo cartões creditados com qualquer quantidade de kWh. A forma de inserção do cartão no medidor é indicada na parte frontal deste, e os créditos são transferidos imediatamente. O cartão pode ser retirado após o surgimento da mensagem de confirmação de transferência de créditos no visor e devolvido para a empresa responsável.

O mostrador frontal indica a quantidade de kWh consumidos e restantes, além de mensagens instrutivas ao usuário quando da inserção do cartão, e de alertas quando do final dos créditos. Quando os créditos são zerados, o medidor ainda apresenta uma outra facilidade, que é o fornecimento de créditos de emergência, cujo valor em kWh é estipulado na central de processamento. Para Tamaruteua, cada medidor possui 1 kWh para consumo emergencial. Para utilizar esse crédito, após o corte de energia quando do final dos créditos, o usuário deve pressionar o botão vermelho “EMERGÊNCIA” do medidor por aproximadamente dois segundos, até que a mensagem “Em emergência” apareça no visor. Ao final desses créditos, o medidor só restabelecerá a alimentação interna quando um novo cartão creditado for inserido. Os créditos de emergência são descontados após a inserção de novos créditos, e são úteis para evitar que o consumidor seja pego desprevenido, sem ter em mãos um outro cartão e em um horário em que não possa adquiri-lo facilmente.

As funcionalidades dos sistemas de São Tomé e do Amazonas são semelhantes, estando ambos, assim como os de Tamaruteua, de acordo com as principais definições da minuta de resolução do pré-pagamento, proposta pela ANEEL e apresentadas anteriormente.

Outro modelo de sistema pré-pago de tarifação, desenvolvido no Brasil e apresentado por Canaes (2006), pode ser utilizado em sistemas isolados. A diferença básica é a utilização de tecnologia de cartões indutivos, a mesma utilizada pelo sistema público de telefonia, onde os cartões não podem ser reutilizados e são descartados após o uso. O sistema proposto apresenta uma unidade leitora de cartão, uma unidade de desconexão de energia e uma interface com medidores, equipamentos que podem ser completamente integrados a um medidor de energia convencional, do tipo eletromecânico.

O sistema apresenta como principais vantagens: o menor custo inicial, em função dos custos mais baixos dos cartões indutivos e da integração com medidores convencionais, mais baratos que os medidores inteligentes; e a simplicidade do uso, uma vez que a população já está acostumada com o cartão, e o mesmo pode ser inserido na leitora em qualquer posição (CANAES, 2006).

Apesar do desenvolvimento relativamente recente de sistemas de pré-pagamento no Brasil, os mesmos já vêm sendo utilizados ao redor do mundo, em países como África do Sul, Grã-Bretanha, Turquia, Índia, Argentina, Irlanda e França (CANAES, 2006; CASARIN; NICOLLIER, 2009). Ainda assim, sua utilização pode ser considerada controversa, seja na visão do consumidor, das distribuidoras de energia ou da sociedade em geral. Em termos da satisfação dos usuários, casos de sucesso são verificados na Argentina, Grã-Bretanha, Irlanda

e França. Neste último país, como exemplo, uma pesquisa realizada com 1.500 usuários, em 1996, apontou para um grau de satisfação da ordem de 94 % com relação à utilização do sistema de pré-pagamento, além de 89 % considerarem-se melhor equipados para gerenciar seu próprio consumo de energia (CANAES, 2006). Em alguns distritos da África do Sul, no entanto, os resultados foram negativos, com os usuários alegando insatisfação, dentre outros motivos, pelas dificuldades financeiras dos consumidores em pagar pela energia antecipadamente e pelas dificuldades em se adquirir os cartões pré-pagos para recarga (MAKONESE; KIMEMIA; ANNEGARN; 2012).

4.4. Modelos Propostos para Adequação do Consumo de Energia à Disponibilidade Energética do Sistema de Geração

A grande maioria dos consumidores que ainda não dispõem de qualquer tipo de atendimento elétrico no Brasil está localizada em áreas remotas. Quando atendidos através de extensão de rede, conectados ao SIN, a ANEEL regulamenta as tarifas praticadas, de acordo com a classe do consumidor e a empresa distribuidora dos serviços de eletricidade na região.

No Brasil, dadas as dificuldades financeiras que uma parte significativa dos consumidores da classe denominada de residencial baixa renda normalmente enfrenta, seus usuários podem se beneficiar da tarifa social de energia elétrica (TSEE), que aplica descontos, por faixas de consumo, até o valor limite de 220 kWh (BRASIL, 2010). Os baixos valores de tarifas aplicados a essa classe, no entanto, podem incentivar os consumidores a utilizarem a energia de forma pouco racional, o que, do ponto de vista de sistemas com fontes renováveis, conduz a uma situação bastante indesejada, diferente do que ocorre em consumidores ligados ao SIN.

Como exemplo, um consumidor classificado como residencial baixa renda que consuma em um determinado mês 220 kWh, limite máximo para os descontos, e esteja na área de concessão da Celpa, irá pagar a quantia de R\$ 56,26 excluindo os impostos e outras taxas. Se consumir 30 kWh no mês, pagará somente R\$ 3,68. A Tabela 4.3 apresenta os valores de tarifas para a classe residencial baixa renda da Celpa, em vigor no período de 7 de agosto de 2013 a 6 de agosto de 2014 (BRASIL, 2013b).

Tabela 4.3. Tarifas praticadas pela Celpa para a classe residencial baixa renda.

Faixa de consumo mensal	Tarifa Normal* (R\$/kWh)	Desconto	Tarifa Aplicada* (R\$/kWh)
Até 30 kWh	0,35054	65 %	0,122689
Superior a 30 até 100 kWh		40 %	0,210324
Superior a 100 até 220 kWh		10 %	0,315486
Superior a 220 kWh		0	0,35054

* Tarifa composta pela soma das parcelas referentes à tarifa de energia (TE) e à tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD).

Fonte: BRASIL, 2013b.

Em Tamaruteua, um cartão com 30 kWh é vendido a R\$ 15,00, valor 307,6 % superior aos R\$ 3,68 cobrados pelos mesmos 30 kWh ao consumidor conectado ao sistema da distribuidora Celpa. O valor cobrado pela energia em Tamaruteua foi definido pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas, da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA), grupo de pesquisa responsável pela coordenação e execução do projeto, com base no poder aquisitivo dos moradores da comunidade, sem considerar diretamente os custos praticados pela distribuidora. Este valor é mais discrepante ainda quando constatado o fato de que o valor simulado do custo de energia do sistema é de US\$ 0,901/kWh (PEREIRA; PINHO; VALE, 2007), ou seja, cada cartão de 30 kWh deveria ser vendido a R\$ 60,01 (1 US\$ = R\$ 2,22) para garantir a sustentabilidade do sistema, valor superior ao cobrado para os 220 kWh aos consumidores conectados ao SIN, apresentado anteriormente.

Nas 12 miniusinas do Amazonas, operadas pela distribuidora de energia local, a realidade é diferente. Um cartão de 30 kWh é vendido a R\$ 5,70 (FREITAS, 2012), valor compatível com os R\$ 3,68 cobrados pela Celpa, se considerados os impostos. No entanto, nota-se que a receita obtida exclusivamente com a venda da energia é insuficiente para garantir a sustentabilidade dos sistemas, principalmente se os baixos valores cobrados levarem a um cenário de uso irracional da energia, fato bastante comum nessas condições.

Exposta a problemática, as questões a serem avaliadas são o valor de tarifa a ser praticado e como deve ser gerenciado o consumo de usuários de SHGEs com minirredes, de modo a manter um valor próximo ao regulamentado para o SIN e ainda assim manter a sustentabilidade do sistema de geração.

Partindo do primeiro extremo, a solução seria manter a legislação atualmente vigente, com tarifas praticadas próximas às apresentadas na Tabela 4.3 e condizentes com o valor cobrado nas localidades atendidas pelas miniusinas FV no Amazonas. Dessa forma, dois

problemas surgem. O primeiro, econômico, seria a grande diferença entre o valor cobrado e o custo de energia do sistema, que já pode ser coberto com recursos da conta de consumo de combustíveis fósseis (CCC), antes válida apenas para sistemas isolados de geração a óleo combustível, mas que recentemente foi expandido para outras fontes, como a solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e gás natural (BRASIL, 2011a). O segundo seria com relação ao desempenho do sistema híbrido. Os baixos valores de tarifas praticados incentivariam alguns consumidores a utilizarem a energia de forma pouco racional, levando a uma menor autonomia do sistema e um conseqüente aumento da utilização do grupo gerador. Com recursos escassos, a tendência aqui prevista é o colapso dos sistemas híbridos, tornando-se, com o passar do tempo, sistemas exclusivamente dependentes do grupo gerador.

O segundo extremo que, se aplicado isoladamente estaria completamente fora da realidade, seria a cobrança de um valor de tarifa bastante próximo ao custo da energia, para garantir a sustentabilidade dos sistemas. Tal custo, consideravelmente elevado se comparado à realidade das populações atualmente desassistidas, tornaria a utilização da energia proibitiva e inviabilizaria qualquer SHGE, nos moldes atualmente praticados no Brasil.

Com base no exposto, a solução proposta deve estar situada em uma faixa intermediária entre os dois extremos, devendo contar com as seguintes premissas:

- Garantir um valor de tarifa adequado às características de renda das populações de baixo poder aquisitivo, e que seja compatível com o regulamentado pela legislação vigente;
- Contar com subsídios que complementem esta tarifa, garantindo recursos para a sustentabilidade do sistema;
- Gerenciar a demanda, a fim de impedir que o sistema híbrido entre em colapso devido à utilização pouco racional da energia.

4.4.1. Custo da Energia

Os sistemas híbridos apresentam custos de implantação elevados; porém, custos de operação e manutenção inferiores a sistemas baseados exclusivamente em combustíveis fósseis. Partindo do fato de que os custos de instalação estão previstos dentro das ações do Programa Luz Para Todos, devem ser aplicadas tarifas que, além de garantir a modicidade tarifária, cubram pelo menos uma parte dos custos operacionais a curto e médio prazos, como substituição do banco de baterias, aquisição de combustível, ações de manutenção periódica, dentre outros. Os custos a longo prazo, como reposição dos equipamentos de geração, são

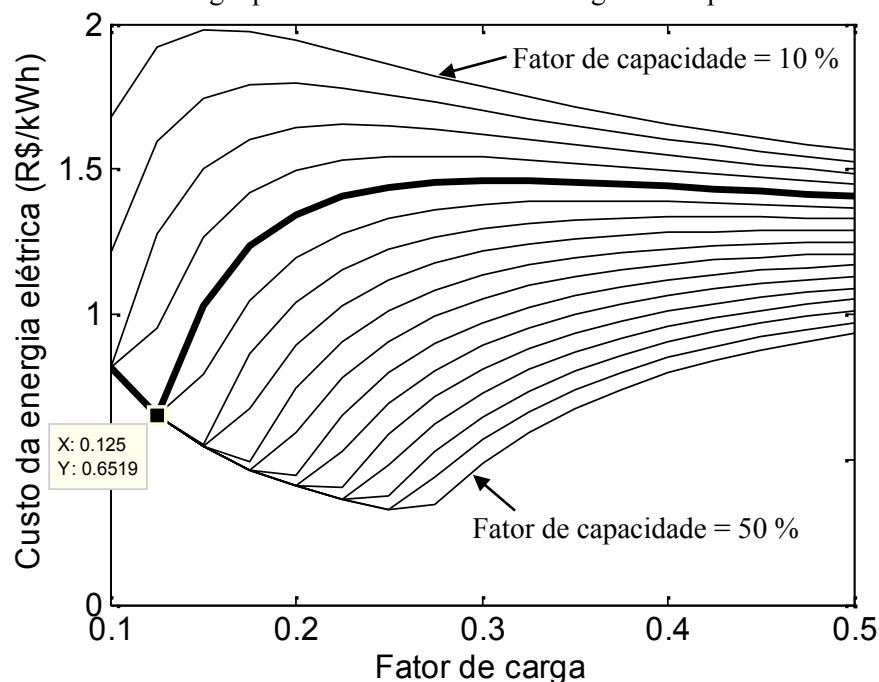
problemas que devem ser incluídos no planejamento da empresa responsável pela operação de cada sistema, e não são aqui considerados.

A análise econômica de SHGEs considera todos os custos envolvidos na implantação do sistema, desde os de investimento inicial, até os de operação e manutenção, durante um certo horizonte de planejamento. O custo da energia é um parâmetro que pode fornecer bons indicativos, pois determina o valor mínimo a ser cobrado para que os custos do sistema se equilibrem. Se cobrado valor acima do calculado, o sistema gera receita; porém, se cobrado valor inferior, o sistema se torna inviável (BLASQUES, 2005).

Em análises considerando o custo de investimento inicial do sistema, valores de tarifa que ao menos equilibrem o sistema ainda são inviáveis na prática, no Brasil. As experiências relatadas de custos de energia em SHGEs atendendo minirredes no país ainda são bastante restritas à área de P&D. Vale et al. (2012) apresentam custos variando de R\$ 1,11/kWh a R\$ 2,11/kWh. Dado o fato de que sistemas instalados no âmbito de projetos de P&D apresentam custos razoavelmente maiores que sistemas cujo objetivo único é a eletrificação da localidade, espera-se que os custos de energia atuais já sejam menores.

A primeira solução seria desconsiderar os custos de investimento inicial, estabelecendo uma tarifa mais próxima daquela que garantiria recursos para a correta operação e manutenção do sistema híbrido. No Brasil, no atual momento, isto é possível com medidas como as adotadas pelo Programa Luz Para Todos que, como já dito, cobre os custos de instalação dos novos sistemas de eletrificação. Para avaliar os resultados desta medida, a desconsideração dos custos de implantação, no custo da energia do sistema, a Figura 4.2 apresenta resultados, adotando metodologia idêntica à apresentada por Blasques, Tupiassú e Pinho (2005), com custos atualizados para o presente e condizentes com a realidade do mercado nacional, para um sistema híbrido do tipo solar FV-eólico-diesel. A análise considera apenas os custos de reposição de equipamentos, de operação e de manutenção, em um horizonte de 10 anos e com taxa de desconto de 10 % ao ano. O gráfico da Figura 4.2 enfoca a variação do recurso eólico, com base no fator de capacidade do sistema, e a carga demandada, com base na curva de carga, por considerar que a variação do recurso solar é menos significativa. O objetivo é apresentar um panorama amplo, de situações que gerarão os menores aos maiores custos de energia possíveis.

Figura 4.2. Custos de energia para diferentes fatores de carga e de capacidade do sistema eólico.



Fonte: Elaboração própria.

As linhas do gráfico da Figura 4.2 representam variações de 2,5 % para fatores de capacidade médios do sistema eólico, entre 10 % (locais considerados ruins para o aproveitamento eólico) e 50 % (locais considerados excelentes para o aproveitamento eólico). Como esperado, situações de fator de capacidade máximo apontam para custos mínimos de energia. Analisando para um fator de capacidade médio mais adequado a comunidades isoladas, de 20 % (curva destacada na figura), nota-se um custo mínimo de energia de R\$ 0,65/kWh para um fator de carga de 12,5 %. A partir deste valor, o custo passa a subir até atingir o máximo de R\$ 1,46/kWh, para um fator de carga de 30 %. Este comportamento é devido ao aumento da demanda em proporções tais que o sistema renovável torna-se incapaz de atendê-la, exigindo maior participação do grupo gerador e, com isso, elevando os custos de operação e manutenção do sistema, que são os mais significativos para o presente caso, uma vez que os custos de investimento inicial foram desconsiderados. Vale ressaltar que os resultados apresentados são apenas indicativos, pois referem-se a uma determinada configuração de sistema para atender uma carga específica, de 20 kW de potência instalada.

Tal comportamento destaca um dos pontos já comentados anteriormente, de que não é interessante um consumo de eletricidade elevado em sistemas com esta configuração híbrida com fontes renováveis e grupos geradores a combustível, e que não consideram custos de instalação, uma vez que a participação das fontes renováveis é altamente recomendável, visto que seus custos estão, em sua maior parte, concentrados no investimento inicial. Consumos elevados fatalmente conduzirão a situações de maior participação do grupo gerador,

aumentando custos de operação e manutenção em proporção maior do que o aumento de receita associado à elevação do consumo, o que, conseqüentemente, tende a inviabilizar o sistema. A solução para tal problema é proposta mais adiante.

Voltando à análise do custo de energia, conclui-se que mesmo o valor mínimo observado no gráfico da Figura 4.2, de R\$ 0,33/kWh, obtido para um fator de capacidade de 50 % e um fator de carga de 25 %, ainda é maior que os praticados pelas distribuidoras de energia do Brasil para a classe residencial baixa renda, nas faixas onde há incidência de descontos. A análise torna-se ainda mais crítica se os custos dos SHGEs forem ainda mais elevados, como, por exemplo, com a consideração dos custos de investimento inicial.

Com base no exposto, torna-se clara a necessidade de inclusão de subsídios que garantam a sustentabilidade do SHGE, complementando a receita arrecadada com a venda de energia. Não é pretensão do presente trabalho indicar os atores principais e a forma mais adequada de garantir tais subsídios, visto que essas ações já são praticadas em larga escala no Brasil, inclusive no setor elétrico, como é o caso da CCC, que insere custos adicionais às tarifas de distribuição, transmissão e uso de energia das empresas do setor no país, a fim de cobrir os gastos com a operação das usinas dos sistemas isolados e interligado.

A proposta do presente trabalho é pela implantação de um sistema que preveja uma compensação financeira específica pela energia elétrica gerada pelas fontes renováveis, e relacioná-la com a receita obtida com a venda de energia, através da medição de, basicamente, três grandezas: a energia gerada pelas fontes renováveis, a energia gerada pela fonte não renovável, e a energia consumida pela carga.

A ideia é beneficiar de forma mais incisiva os sistemas que apresentam maior participação das fontes renováveis ($PART_{REN}$), em uma proporção calculada com base nos custos de operação do sistema *versus* custo da venda da energia. O valor de $PART_{REN}$ é obtido de forma simples, como mostra a equação (4.1), com base na relação entre a energia gerada pelas fontes renováveis (E_{REN}) e a energia demandada pela carga (E_D).

$$PART_{REN} = \frac{E_{REN}}{E_D} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Para avaliar o impacto da maior participação das fontes renováveis em um dado sistema híbrido, a título de exemplo são aqui comparados dois sistemas semelhantes, apresentando uma única diferença: o sistema 2 possui uma demanda de carga 10 % menor que o sistema 1. As configurações dos sistemas são as mesmas e a energia gerada, também. A Tabela 4.4 apresenta dados de dias típicos dos sistemas, integralizados em intervalos horários. Os dados dos sistemas

foram obtidos com base em valores medidos pelo autor em uma comunidade real, atendida por sistema híbrido, sendo variada somente a carga, nos 10 % já citados.

Tabela 4.4. Comparação entre dois sistemas com participações distintas das fontes renováveis.

Hora	Sistema 1			Sistema 2		
	E_{REN} (kWh)	E_D (kWh)	Consumo de combustível (L/h)	E_{REN} (kWh)	E_D (kWh)	Consumo de combustível (L/h)
00:00-01:00	10,0	6,0	0	10,0	5,4	0
01:00-02:00	10,8	5,8	0	10,8	5,22	0
02:00-03:00	11,1	5,5	0	11,1	4,95	0
03:00-04:00	11,6	5,3	0	11,6	4,77	0
04:00-05:00	9,9	5,0	0	9,9	4,5	0
05:00-06:00	9,0	5,4	0	9,0	4,86	0
06:00-07:00	9,3	5,2	0	9,3	4,68	0
07:00-08:00	8,5	3,2	0	8,5	2,88	0
08:00-09:00	8,2	2,8	0	8,2	2,52	0
09:00-10:00	7,0	3,6	0	7,0	3,24	0
10:00-11:00	5,4	4,2	0	5,4	3,78	0
11:00-12:00	5,1	5,5	0	5,1	4,95	0
12:00-13:00	4,0	6,2	0	4,0	5,58	0
13:00-14:00	3,4	7,0	0	3,4	6,3	0
14:00-15:00	3,1	8,2	0	3,1	7,38	0
15:00-16:00	3,0	7,8	0	3,0	7,02	0
16:00-17:00	2,6	11,7	0	2,6	10,53	0
17:00-18:00	2,5	13,0	4,54	2,5	11,7	0
18:00-19:00	3,2	15,5	5,16	3,2	13,95	4,78
19:00-20:00	3,6	16,4	5,38	3,6	14,76	4,98
20:00-21:00	4,0	16,8	5,48	4,0	15,12	5,07
21:00-22:00	4,6	12,0	4,30	4,6	10,8	4,00
22:00-23:00	6,0	11,1	0	6,0	9,99	3,80
23:00-00:00	6,8	6,0	0	6,8	5,4	0
TOTAIS	152,7	189,2	24,86	152,7	170,28	22,63

Fonte: Elaboração própria.

A diferença dos 10 % a menos na carga demandada do sistema 2 confere a este um valor de $PART_{REN}$, aplicando a equação (4.1) aos dados da Tabela 4.4, levemente superior ao do sistema 1, 89,67 % contra 80,71 %. A redução da carga também resulta em uma leve redução na participação do grupo gerador no sistema 2, com 22,63 L/dia de combustível gastos contra 24,86 L/dia do sistema 1. A tarifa considerada é única, R\$ 0,35054/kWh, baseada no valor normal, sem descontos, praticado pela Celpa.

Considerando o custo do combustível a R\$ 3,00/L e o custo total de venda de energia com base na tarifa praticada, em um ano o sistema 1 apresentará uma relação receita/despesa negativa de R\$ 3.014,11. Este valor é obtido de forma simples, ao extrapolar tanto o consumo de combustível quanto a receita obtida com a venda de energia, do dia típico para o período anual. O valor é negativo, pois os gastos com combustível superam o valor da receita. Outros custos não são aqui inseridos, pois os dois considerados são aqueles que apresentam maior impacto com a variação da participação das fontes renováveis no sistema. A relação receita/despesa do sistema 2 será levemente melhor, de R\$ 2.993,02, também negativa. Vale ressaltar que a melhor relação receita/despesa do sistema 2 é alcançada mesmo com o menor lucro obtido pela venda de energia, resultado da carga diária 10 % inferior.

A proposta do presente trabalho é garantir um maior subsídio aos sistemas que apresentam maior participação das fontes renováveis. Nos moldes atuais, com o subsídio através da CCC, o valor é proporcional à energia gerada pelo sistema, independentemente da fonte. Esta característica pode levar determinados sistemas a preferir a utilização de grupos geradores, mesmo com suas desvantagens, até mesmo econômicas, uma vez que o subsídio é o mesmo. Caso fosse maior para sistemas com maior participação renovável, poderia motivar a preferência por tais fontes, seja através da inserção de uma adequada estratégia de operação, de um correto dimensionamento (questões abordadas nos capítulos anteriores), ou através de redução no consumo da carga, por meio de medidas de eficiência energética ou por controle direto sobre a carga, discutido adiante neste capítulo.

No sistema apresentado como exemplo na Tabela 4.4, a proposta é que o percentual do subsídio seja igualado à participação das fontes renováveis, ou seja, o sistema 1 teria 80,71 % das despesas cobertas, enquanto o sistema 2 teria 89,67 %. É importante ressaltar que o sistema 2 possuiria maior subsídio mesmo tendo uma relação receita/despesa melhor, objetivando, com isso, motivar ainda mais os sistemas a apresentarem maior contribuição possível das fontes renováveis.

Tal proposta tem como objetivos principais a garantia da sustentabilidade do sistema e o incentivo para que as empresas de energia maximizem a participação das fontes renováveis, seja por meio de ações adequadas nas etapas de dimensionamento, operação e manutenção, seja pela redução no consumo da carga. Desta forma, o subsídio da CCC, já existente, seria adaptado para variar de acordo com a participação das fontes renováveis no sistema, não sendo mais proporcional somente à energia elétrica gerada.

4.4.2. Sistema de Medição

Para que um sistema de geração de eletricidade opere adequadamente, é necessária a presença de um sistema de medição eficaz, que possa aliar os benefícios de uma cobrança justa pelo que é consumido, com uma redução de custos operacionais. Como já discutido anteriormente neste capítulo, sistemas de pré-pagamento aliam as vantagens de sistemas de medição convencionais aos menores custos operacionais de sistemas de cobrança com taxas fixas, e, em função disso, são propostos no presente trabalho.

As características de isolamento da maioria das comunidades desassistidas no Brasil, onde o acesso é bastante difícil e o próprio sistema de comunicação, quando há, é precário, tornam críticos os procedimentos operacionais, buscando-se evitar constantes deslocamentos ao local, o que evidencia as vantagens da medição pré-paga.

Sobre o tipo de sistema de pré-pagamento a ser empregado, são desaconselhados os do tipo *online*, ou seja, aqueles que necessitam de comunicação remota para seu funcionamento, dada a precariedade dos sistemas de comunicação em algumas localidades isoladas. Além do mais, uma falha no sistema de comunicação comprometeria todos os usuários. A experiência prática no Brasil é ainda pouco conclusiva, pois apenas sistemas do tipo “smart-card” e do tipo teclado foram instalados em comunidades isoladas, e com poucos resultados operacionais divulgados. O estabelecimento de uma indústria nacional confiável é fundamental, como a dos sistemas de telefonia móvel pré-paga e fixa pública, com sistemas consagrados e com índices de falha baixíssimos.

Algumas premissas com relação ao sistema de pré-pagamento são sugeridas abaixo:

- Todos os consumidores devem receber treinamento completo sobre a utilização do sistema de medição;
- Os medidores devem ser preferencialmente compostos por um único equipamento, que integre todas as suas funções. Esta premissa é citada em função de existirem

equipamentos nos quais há a possibilidade de se separar o medidor, o gerenciador de energia e o limitador de demanda, por exemplo;

– Os meios de transferência de créditos de energia devem estar disponíveis em faixas consideravelmente amplas de valores, de modo a permitir que o usuário adquira créditos adequados às suas necessidades;

– Os créditos de energia, em cartões, em códigos ou em outros meios, devem ser vendidos localmente, em locais e quantidades suficientes que permitam um fácil acesso;

– A não aquisição de créditos pelo consumidor durante determinados períodos, três meses, por exemplo, como padronizado pela telefonia móvel, deve ser identificada e avaliada. Esta medida pode ajudar a identificar possíveis fraudes daqueles usuários que não pagam pela energia utilizada. Pode ser estudada a possibilidade de cobrança de custos mínimos de disponibilidade do sistema, semelhantes aos pagos pelos consumidores convencionais, após alguns meses sem aquisição de novos créditos de energia;

– Os medidores devem possuir a facilidade dos créditos de emergência, para que os consumidores não sejam privados de energia em momentos inoportunos, como durante a madrugada ou enquanto desenvolvem atividades essenciais;

– A distribuidora de energia deve programar visitas periódicas às comunidades para, dentre outras medidas, providenciar: o reabastecimento dos pontos de venda, a solução de possíveis casos atípicos, como tentativas de fraudes, por exemplo, e o fornecimento de informações aos usuários sobre possíveis alterações na cobrança, como aquelas originas pelo reajuste tarifário anual das distribuidoras de energia. Tais visitas devem ser programadas para coincidir com rotinas de manutenção do sistema de geração;

– Os medidores ou gerenciadores devem possuir mostradores que forneçam, pelo menos, a informação de créditos consumidos e restantes e, se possível, potência instantânea demandada e autonomia, além de fornecer sinais visuais e sonoros sobre a proximidade do final dos créditos;

– Quando possível, os medidores devem possuir facilidade de comunicação remota com a distribuidora, para fins de monitoração de seu funcionamento, fornecendo informações de consumo e constatando possíveis situações irregulares, e para gerenciamento de demanda, assunto abordado no próximo subitem.

4.4.3. Gerenciamento da Demanda

O estabelecimento de valores de tarifa e do sistema de medição adequado seria suficiente para o início do processo de tarifação de consumidores de sistemas convencionais. Em geral, estes utilizariam a energia de forma indiscriminada, enquanto estivessem pagando por ela. Porém, SHGEs apresentam características que os diferem desta realidade, sendo a utilização pouco racional da carga altamente prejudicial ao sistema.

Como já apresentado, esses prejuízos não são apenas de ordem operacional, com o possível colapso do sistema renovável, mas também de ordem econômica, com a utilização em maior escala do grupo gerador sendo mais onerosa do que o ganho de receita obtido com a venda de maior parcela de energia.

A proposta é por um sistema automático, integrado ao medidor, que limite a demanda e a utilização da energia, caso um valor máximo seja atingido, instantaneamente no caso da demanda, ou dentro de um dado intervalo de tempo no caso da energia. O valor limite depende da contribuição das fontes renováveis, e, no caso da energia, pode ser estabelecido por período, diário ou mensal. Como as fontes energéticas primárias, velocidade de vento e radiação solar, por exemplo, apresentam características sazonais, em determinados meses, de maiores velocidades de vento e maiores níveis de radiação solar, a contribuição será maior e o limite pode ser ampliado. Nos demais meses, de menor contribuição, o limite deverá ser reduzido.

A possibilidade de limitação da potência de consumidores de energia elétrica sempre motivou inúmeras discussões, principalmente em função do princípio da isonomia. No entanto, após alguns debates que explicitaram as particularidades de sistemas com fontes renováveis, a Resolução nº 493, de 2012 (BRASIL, 2012a), regulamentou a possibilidade das distribuidoras adotarem mecanismos de limitação do consumo de energia elétrica e da demanda de potência, mas a resolução não especifica a forma de aplicação deste mecanismo. A mesma resolução também estabelece a possibilidade de atendimento com período diário reduzido, respeitado o limite mínimo de 8 horas diárias, consecutivas ou divididas em até dois períodos. No entanto, este trabalho não considera esta possibilidade, por entender que as limitações da demanda e da energia, se bem aplicadas, já conferem aos sistemas resultados positivos, sem a necessidade de limitação do período de atendimento de toda a comunidade.

O presente trabalho considera adequado que a definição dos critérios e valores de limitação de potência e da energia, bem como do tempo que a interrupção da energia irá durar, seja baseada em aspectos técnicos, e que não deva ser padronizada em função de

características gerais das comunidades atendidas. A apresentação de possíveis técnicas para implantação deste mecanismo é o principal objetivo desta seção.

A participação das fontes renováveis, apresentada pela equação (4.1), é efetivamente calculada com base na energia gerada pelas fontes renováveis, no lado c.a., inicialmente estimada de posse de dados de medição no local, se disponíveis, ou obtidos de bases de dados de locais próximos, e pela energia demandada pela carga, definida com base nas classes de atendimento previstas na Resolução nº 493 (Tabela 1.1). Como exemplo, a Tabela 4.5 calcula a participação das fontes renováveis em um sistema híbrido hipotético que conta com 4 kWp de geração fotovoltaica e 15 kW de geração eólica, para atender uma comunidade que possui 75 unidades consumidoras com disponibilidade mínima mensal de energia de 45 kWh. Estes dados são utilizados pela sua semelhança com os do sistema híbrido instalado em Tamaruteua, cujos dados reais servem de referência para a validação desta proposta. Os dados dos recursos solar e eólico foram obtidos de uma estação meteorológica instalada na localidade. Em sistemas reais deve-se somar à parcela da energia demandada pela carga as perdas técnicas na minirrede. Como o objetivo deste capítulo é avaliar o modelo de gestão, na análise aqui apresentada estas perdas não são consideradas.

Tabela 4.5. Participação das fontes renováveis em um sistema híbrido hipotético.

Mês	E_{REN} (kWh)	E_D (kWh)	$PART_{REN}$ (%)
1	1.811,95	3.375	53,69
2	1.195,41	3.375	35,42
3	1.406,15	3.375	41,66
4	901,47	3.375	26,71
5	528,39	3.375	15,66
6	1.418,75	3.375	42,04
7	1.021,33	3.375	30,26
8	2.560,39	3.375	75,86
9	3.145,21	3.375	93,19
10	2.506,07	3.375	74,25
11	2.454,36	3.375	72,72
12	2.489,78	3.375	73,77

Fonte: Elaboração própria.

A variação da participação das fontes renováveis segue comportamento idêntico ao da eletricidade gerada, dado o valor constante da carga, assim considerado no caso em questão,

para garantir o mínimo de 45 kWh mensais para cada unidade consumidora (UC). Nota-se pela tabela que nos meses 2 a 7 a participação renovável é menor, devido à menor contribuição da fonte eólica (o potencial solar apresenta variação menos considerável), comportamento oposto nos meses 1, e de 8 a 12. A solução é, com base nos percentuais, estabelecer limites de energia para cada mês. A limitação da demanda é definida como consequência do limite de consumo determinado, e será apresentada ao final da discussão.

Propõe-se a definição de limites de energia fixos diários e mensais, de posse dos parâmetros apresentados na Tabela 4.5. Inicialmente, propõe-se que os limites sejam calculados com base nos limites superiores de participação renovável, em base decimal, para cada faixa, conforme apresenta a equação (4.2).

$$E_{Dmax} = f_a \cdot \text{limite superior}(PART_{REN}) \cdot E_D \quad (4.2)$$

As faixas de $PART_{REN}$ propostas são de 0 a 30 %, 30 a 60 %, 60 a 80 %, e 80 a 100 %, que na equação devem ser considerados na forma decimal; portanto, com limites superiores iguais a 0,3, 0,6, 0,8 e 1, respectivamente. Cada faixa está relacionada, respectivamente, aos seguintes fatores de ajuste (f_a): 1,6, 1,4, 1,2 e 1,1. O fator de ajuste é utilizado devido à presença do grupo gerador a combustível, fornecendo o que pode ser chamado de limite extra de consumo, a ser coberto pelo gerador. O fator f_a segue comportamento inverso a $PART_{REN}$, aumentando com a diminuição deste, gerando uma maior participação do grupo gerador justamente nos meses em que a contribuição renovável é menor. Os valores dos limites de $PART_{REN}$ e do fator f_a são assim definidos após a realização de inúmeras simulações, variando os valores em passos de 10 % e 0,1, respectivamente para $PART_{REN}$ e f_a . Considera-se o método empírico, baseado, além das diversas simulações, na experiência do GEDAE/UFPA com alguns sistemas híbridos efetivamente instalados ao longo dos anos. O acompanhamento da operação desses sistemas fornece um indicativo de quais valores são mais adequados para uma possível limitação de consumo, como a aqui proposta.

Para exemplificar, com base nos dados já apresentados na Tabela 4.5 e nos valores propostos de $PART_{REN}$ e f_a , a Tabela 4.6 apresenta os limites mensais de consumo, inicialmente para toda a comunidade. Na faixa que vai de 0 a 30 % de participação renovável, com um fator máximo de ajuste de 1,6, o limite máximo de consumo é calculado multiplicando-se f_a pelo limite superior da faixa, decimal (0,3), e pela máxima energia consumida, e assim sucessivamente para as demais faixas.

Tabela 4.6. Proposta de limitação de consumo geral para o caso exemplo.

Mês	$PART_{REN}$ (%)	Faixa	f_a	Limite de Consumo (kWh)
1	53,69	30 – 60 %	1,4	2.835,0
2	35,42	30 – 60 %	1,4	2.835,0
3	41,66	30 – 60 %	1,4	2.835,0
4	26,71	0 – 30 %	1,6	1.620,0
5	15,66	0 – 30 %	1,6	1.620,0
6	42,04	30 – 60 %	1,4	2.835,0
7	30,26	30 – 60 %	1,4	2.835,0
8	75,86	60 – 80 %	1,2	3.240,0
9	93,19	80 – 100 %	1,1	3.712,5
10	74,25	60 – 80 %	1,2	3.240,0
11	72,72	60 – 80 %	1,2	3.240,0
12	73,77	60 – 80 %	1,2	3.240,0

Fonte: Elaboração própria.

Nos meses críticos, 4 e 5 para o caso exemplo, a limitação de 30 % da carga máxima impõe uma considerável restrição ao consumo, necessária pela baixa participação das fontes renováveis. Nesses casos, tal restrição limitaria o consumo a 54 kWh diários para toda a comunidade. Considerado um caso hipotético em que não haja na comunidade nenhuma UC com limite diferenciado, a Tabela 4.7 apresenta os limites de consumo mensais e diários, para toda a comunidade e individual por UC, considerando as 75 unidades. Nota-se que nos meses críticos o limite diário, por UC, é de 720 Wh.

Mesmo com a forte restrição imposta pelo modelo proposto nestes meses críticos, nota-se que o limite de 720 Wh/dia é superior ao consumo de referência da nova classe de 20 kWh/mês, proposta pela Resolução nº 493, que é de 670 Wh/dia, e não está tão distante do consumo de referência da classe de 30 kWh/mês, 1.000 Wh/dia. O presente trabalho considera adequada esta limitação, por compatibilizar o consumo com a disponibilidade de recurso renovável. Em contrapartida, no mês 9, o de maior geração renovável, seria garantida disponibilidade diária de 1.650 Wh por UC, superior ao consumo de referência da classe de 45 kWh, que é 1.500 Wh/dia. Em casos onde se exija que o sistema entregue o mínimo de 45 kWh mensais, mesmo nos períodos críticos, deve então ser prevista uma geração renovável de maior porte, fazendo uso da mesma metodologia aqui apresentada para calcular a disponibilidade energética do sistema nos meses de menor e maior recurso.

Tabela 4.7. Proposta de limitação de consumo, geral e por UC, para o caso exemplo.

Mês	Limite Mensal Geral (kWh)	Limite Diário Geral (kWh)	Limite Mensal por UC (kWh)	Limite Diário por UC (Wh)
1	2.835,0	94,5	37,8	1.260
2	2.835,0	94,5	37,8	1.260
3	2.835,0	94,5	37,8	1.260
4	1.620,0	54,0	21,6	720
5	1.620,0	54,0	21,6	720
6	2.835,0	94,5	37,8	1.260
7	2.835,0	94,5	37,8	1.260
8	3.240,0	108,0	43,2	1.440
9	3.712,5	123,8	49,5	1.650
10	3.240,0	108,0	43,2	1.440
11	3.240,0	108,0	43,2	1.440
12	3.240,0	108,0	43,2	1.440

Fonte: Elaboração própria.

Por se tratar de um método empírico, o mesmo pode apresentar variações, como, por exemplo, a garantia de que o consumo diário por UC seja igual ao de uma determinada classe de referência da Resolução nº 493, mesmo no pior caso, os meses de menor potencial renovável. Caso determinada a faixa de 30 kWh mensais como referência, os valores dos fatores aqui propostos podem ser levemente ajustados para que seja garantido o mínimo de 1.000 Wh/dia em todos os meses. Caso a faixa de 45 kWh mensais seja adotada como referência, os fatores propostos deveriam sofrer forte ajuste.

Como já citado, com base na experiência obtida através do acompanhamento da operação de alguns sistemas reais, entende-se que sistemas baseados em fontes renováveis devem possuir alguma restrição à demanda e ao consumo, especialmente nos meses críticos, de forma a garantir sua sustentabilidade. Por tal motivo, os valores propostos são considerados bem adequados. Por fim, destaca-se que mesmo em casos extremos, onde seja comprovado, por critérios técnicos ou impostos por legislação, que os limites precisam ser alterados, a metodologia proposta neste trabalho pode ser utilizada, adaptada de forma relativamente simples. O objetivo, portanto, é apresentar uma metodologia adequada à realidade nacional, e não definir um único valor específico e rigoroso. Aqui, também é importante ressaltar que esta metodologia só é bem aplicada em casos de sistemas bem dimensionados e operados segundo critérios como os apresentados nos capítulos anteriores.

Um sistema mal dimensionado, por exemplo, onde a geração renovável é muito inferior à energia consumida pela comunidade, resultaria em valores de $PART_{REN}$ baixos em todo o ano, impondo um limite severo permanente ao consumo. Mais uma vez reforça-se que, ainda assim, a metodologia pode ser utilizada; porém, nestes casos, devendo estar clara a rigorosa restrição ao consumo.

Uma variação dos resultados apresentados na Tabela 4.7 prevê a consideração de limites diferenciados por classe de UC, casos daquelas que notadamente necessitam de limites maiores, como os comércios, por exemplo. Estes limites não são aqui definidos, por considerar-se que variam muito entre cada comunidade, o que geraria uma discrepância ainda maior entre os valores aqui apresentados e outros possíveis de se encontrar na prática, de modo semelhante à discussão conduzida nos parágrafos anteriores. Como sugestão, podem-se manter os limites gerais, deslocando o valor de uma classe de UC para outra, desde que previamente definido. Outra sugestão seria a flexibilização de um determinado valor percentual das faixas, para cima, proporcional à presença de classes de UCs de maior consumo na localidade.

Como exemplo da primeira sugestão, tomando como base o mês 4 da Tabela 4.7, caso haja uma única UC, de uma determinada classe, com necessidade de maior consumo e uma outra UC, de outra classe, com necessidade de menor consumo, uma parte do limite da segunda poderia ser transferido para a primeira, ficando, para um exemplo de 50 % de deslocamento do limite, a primeira com 1.080 Wh diários de limite, e a segunda com apenas 360 Wh. Neste caso, os limites gerais da comunidade não seriam alterados. Já para a segunda sugestão, poderia ser definido um valor de 20 % de acréscimo no limite individual por UC para aquelas de classes de maior porte. Cinco UCs nestas condições, por exemplo, teriam seus limites diários alterados para 864 Wh, e o limite mensal geral do sistema sofreria um impacto de 21,6 kWh para mais.

A realidade típica de comunidades isoladas é a grande maioria consumir pouco, e poucos consumirem muito, sendo esses poucos, em sua maior parte, pequenos estabelecimentos comerciais ou usuários residenciais com maior poder aquisitivo. A presente proposta de limitação do consumo tem como objetivo justamente evitar que estas situações prejudiquem todo o sistema e, por consequência, toda a comunidade. Considera-se que, mesmo nos meses mais críticos, os consumidores residenciais consigam atender suas necessidades mesmo com a menor disponibilidade energética, bastando adequar a questão da

sazonalidade, deixando, se possível, para consumir mais energia nos meses de maior disponibilidade de recursos renováveis.

Dados reais coletados pelo autor do presente trabalho na comunidade de Tamaruteua reforçam esta realidade. No primeiro mês de operação do sistema, com apenas 65 UCs com medição, o consumo total medido foi de 874 kWh, e no segundo mês este consumo caiu para 690 kWh. Estes valores são bem menores que o estimado anteriormente, de 45 kWh mensais por UC, que resulta em um valor de 3.375 kWh/mês para toda a comunidade. As fontes de erro desses dados estão nas 10 UCs inicialmente sem medição, e no fato do sistema não ter operado durante 24 h/dia nestes dois meses, o que, se ocorresse, fatalmente elevaria esses números, mesmo que não alcançassem os 3.375 kWh/mês sugeridos. A Tabela 4.8 apresenta o perfil de consumo das 65 UCs ao final dos primeiros dois meses. Das dez UCs, no primeiro mês, e das seis UCs, no segundo mês, que apresentaram consumo igual ou superior a 30 kWh, quatro são estabelecimentos comerciais, o que condiz com os comentários do parágrafo anterior.

Tabela 4.8. Perfil de consumo em Tamaruteua nos primeiros dois meses de operação do SHGE.

Consumo	Mês 1		Mês 2	
	Quant. UCs	%	Quant. UCs	%
< 30 kWh	55	84,61	59	90,77
≥ 30 e < 60 kWh	8	12,31	5	7,69
≥ 60 kWh	2	3,08	1	1,54
Média	13,45 kWh		10,62 kWh	
Máximo	73 kWh		60 kWh	
Mínimo	0 kWh		0 kWh	

Fonte: Elaboração própria.

Com base nos limites diários de energia por UC podem-se estabelecer os limites de demanda. O objetivo é evitar que um usuário demande uma potência tão alta que resulte em um prejuízo imediato ao sistema, mesmo que seu limite diário de consumo ainda não tenha sido ultrapassado. Propõe-se que o limite de demanda seja equivalente à potência que resultaria na ultrapassagem do limite diário de energia após uma hora de uso. Em resumo, os valores da última coluna (Limite Diário por UC) da Tabela 4.7, dados em Wh, devem ser convertidos diretamente em demanda, em W, para definição dos limites máximos mensais de demanda. Como exemplo, nos meses 4 e 5 os usuários só poderiam demandar um máximo de 720 W de potência. No mês 9, de maior disponibilidade de geração renovável, este limite seria elevado para 1.650 W.

Os limites podem ser implementados com a adição de uma funcionalidade ao medidor, dentre as destacadas na seção anterior, que é o corte após alcançado um determinado valor de consumo ou quando verificado um determinado valor de demanda. A adição de alertas ao medidor é fundamental, para que o usuário possa ter um controle maior dos seus limites de consumo, diário e mensal, e de demanda.

Sistemas de medição como o aqui proposto ainda encontram-se em estágio de desenvolvimento inicial, mas já apresentam indícios de utilização no mundo, na forma de medidores inteligentes, como já citado anteriormente. No Brasil, no entanto, ainda não há registros de sistemas com funcionalidades similares instalados em consumidores finais de energia elétrica. A metodologia de cálculo para os limites de consumo também é uma proposta inicial, tomando como referência a realidade típica de comunidades isoladas no Brasil. Variações desta metodologia podem ser adotadas em situações específicas.

Apesar da evolução tecnológica de sistemas com fontes renováveis para a eletrificação de localidades isoladas já ser uma realidade no Brasil e em outros países em desenvolvimento, estas regiões sofrem, na prática, com problemas que impedem a disseminação em larga escala desses sistemas, principalmente em configurações com minirredes de distribuição. Problemas de gestão são aqui considerados como os principais; por isso, a adoção de sistemas de medição inteligente, com mecanismos integrados de pré-pagamento e gerenciamento pelo lado da demanda pode ser uma potencial solução a curto e médio prazos. Além das vantagens já citadas do pré-pagamento, tais sistemas de medição ainda podem trazer maior comprometimento dos usuários com o sistema de geração, assim como já ocorre em sistemas individuais, já que o corte automático de carga reduz situações de consumos elevados de energia por parte de alguns consumidores, refletindo positivamente em todos os demais.

Um fator que ainda é bastante discutido sobre a instalação de medidores inteligentes diz respeito a seus custos. Na forma como é aqui proposto, não se tem registros de utilização desses medidores no Brasil. Mesmo no caso dos poucos sistemas com pré-pagamento instalados, as informações econômicas são escassas ou inexistentes. Considerando um cenário mais próximo à realidade nacional, na Argentina, onde o mercado nessa área encontra-se um pouco mais desenvolvido, Casarin e Nicollier (2009) indicam, a partir de um estudo de mercado aplicado por uma distribuidora de energia a uma comunidade isolada, atendida por ela, que a opção pela medição pré-paga, comparada à medição convencional, apresentou benefícios *per capita* aos consumidores, associados à diferença entre os descontos nas tarifas de energia e taxas associadas e os custos por pagar pela energia antecipadamente, de R\$ 61,05

(55 pesos argentinos, em cotação de 1996, época indicada no estudo), e para a distribuidora, associados à diferença entre a redução dos custos operacionais e a redução de receita decorrente dos descontos nas tarifas de energia, de R\$ 86,58 (78 pesos argentinos) por usuário, ambos considerando um período de 13 anos (1996 a 2008), os 8 primeiros com medição convencional e os 5 últimos com medição pré-paga.

Outro estudo de caso prático, verificado na Austrália e já apresentado na revisão bibliográfica no Capítulo 1 (KEMP; QUACH; GRAHAM, 2010), apresenta resultados de sistemas de medição inteligente instalados em 8 comunidades remotas do país. Em uma primeira análise, apenas uma comunidade apresentou valor presente líquido positivo, de AUD\$ 25.000 (dólares australianos), na comparação entre a medição inteligente e a convencional. A principal justificativa apresentada para a viabilidade alcançada nesta única comunidade está nos elevados custos operacionais dos serviços associados à medição convencional, uma vez que as distâncias envolvidas no acesso à comunidade são muito grandes. Entretanto, uma estimativa considerando a aplicação de sistemas de controle de carga aos medidores indicou a viabilidade econômica para todas as 8 comunidades, com valores presentes líquidos positivos variando de apenas AUD\$ 50 a AUD\$ 4.175, o que reforça a metodologia aqui proposta, de integração de limitadores de energia e demanda aos medidores.

Espera-se que, com o desenvolvimento do mercado de medição inteligente no Brasil, alguns destes benefícios sejam potencializados no país, em função de sua extensa dimensão territorial e da grande quantidade de comunidades isoladas e bastante distantes dos grandes centros existentes.

4.5. Considerações Finais

A adoção de um sistema de medição diferenciado é indicada como uma das potenciais soluções dos frequentes problemas de gestão de sistemas com fontes renováveis instalados em localidades isoladas, especialmente em função do caráter intermitente das fontes. No entanto, além da necessidade de desenvolvimento tecnológico desses medidores, principalmente a nível nacional, o desafio é muito mais cultural, de aceitação por parte dos usuários. Campanhas de esclarecimento podem ser bastante eficazes, desde que o consumidor entenda o fato de que o sistema é confiável e a forma de cobrança é justa e adequada ao sistema energético disponível, essencialmente diferente de sistemas convencionais, ditos de energia firme.

CONCLUSÃO

No atual contexto nacional, a eletrificação de localidades isoladas e distantes dos grandes centros pode ser alcançada por dois meios: conexão ao sistema interligado a partir da extensão de sistemas de transmissão e distribuição de energia, e sistemas de geração individuais ou centralizados, instalados próximo aos pontos de consumo. Com relação à primeira possibilidade, praticamente já se esgotaram no país todas as alternativas economicamente viáveis de atendimento. Passados mais de 10 anos do início do programa de universalização de energia elétrica, praticamente todas as ações de extensão de rede cujas viabilidades técnica e econômica foram comprovadas, foram executadas. Já com relação à segunda possibilidade, a experiência histórica do país indica, há anos, o atendimento através de grupos geradores a combustíveis fósseis, gerando impactos ambientais, além das dificuldades econômicas e de logística relacionadas ao abastecimento de combustível para atendimentos contínuos, 24 h por dia. Observa-se, então, que a solução mais viável, sob aspectos técnicos, econômicos e ambientais, é a utilização local de fontes renováveis, cujos recursos primários sejam adequados à disponibilidade existente em cada local. A solar e a eólica são exemplos destas fontes, com recursos disponíveis em grande parte do território nacional, e, quando combinadas na forma de sistemas híbridos, podem ter sua viabilidade favorecida.

O presente trabalho identifica como principais entraves para a disseminação em larga escala de sistemas híbridos com fontes renováveis os fatores técnicos, associados ao dimensionamento e à operação, e de gestão, e apresenta propostas cujo objetivo principal é a solução desses problemas, de forma integrada e compatível com a realidade nacional. Soluções que concentram esforços em apenas uma dessas barreiras tendem a ser pouco factíveis, uma vez que o melhor dimensionamento possível para o sistema, por exemplo, tem menor chance de resultar no sucesso do sistema se sua gestão não for bem conduzida.

Estes problemas são ainda mais graves no Brasil, pois o mercado de energia elétrica no país ainda não está completamente estruturado para atender estas novas opções de atendimento. As empresas de toda a cadeia do setor elétrico, em geral, sentem-se mais confortáveis com soluções ditas convencionais, como a extensão de rede, obtendo energia de grandes centrais térmicas ou hidrelétricas, e mesmo a instalação de sistemas a combustível fóssil de menor porte. A aparente redução de confiabilidade de sistemas com fontes renováveis, associada aos entraves aqui apresentados, contribui ainda mais para este cenário.

Se corretamente dimensionados, operados e geridos, os sistemas com fontes renováveis apresentam elevado grau de confiabilidade; porém, suas particularidades devem ser respeitadas. A hibridização do sistema, gerando energia elétrica de diversas fontes e distribuindo-a através de uma minirrede, é um exemplo particular de sistema que merece estudos específicos. A estratégia de operação proposta neste trabalho tem como objetivo garantir um correto balanço energético entre a geração renovável e a não renovável, o armazenamento de energia de forma mais eficiente possível, e a redução de custos operacionais, garantindo atendimento ininterrupto à carga. Um sistema de controle que aponte para a melhor solução, em termos técnicos e econômicos, entre atender a carga via geração renovável ou via grupo gerador, fazê-lo contribuir ou não para o carregamento do banco quando entrar em operação, dentre outras questões, é de fundamental importância para garantir a correta operação do sistema, aliada à redução de custos e à garantia de sua sustentabilidade.

Neste ponto, o modelo proposto integra diferentes estratégias, como a de operação descontínua do grupo gerador, a de potência crítica e a de ponto otimizado de contribuição do gerador no carregamento do banco de baterias. Desta forma, impede situações de cargas e descargas rápidas do banco de baterias, gastos excessivos com combustível, atendendo satisfatoriamente a carga em condições de maior ou menor disponibilidade de recursos renováveis. Os resultados apresentados confirmam que a estratégia proposta traz benefícios operacionais aos sistemas.

Como já citado, a melhor estratégia de operação não garante, isoladamente, a sustentabilidade do sistema. Ela deve estar associada a um correto dimensionamento. Com as técnicas de inteligência artificial atualmente disponíveis, soluções ótimas de dimensionamento podem ser alcançadas com esforço computacional razoavelmente baixo. O algoritmo desenvolvido neste trabalho apresenta o cálculo do custo de energia do sistema, aplicando a estratégia de operação proposta, e utiliza técnicas meta-heurísticas de otimização, como o algoritmo genético e o *simulated annealing*, para que elas busquem, no amplo espaço de busca, os tipos e quantidades de equipamentos que resultem na melhor configuração possível do sistema. O custo da energia é a função objetivo a ser minimizada e o atendimento contínuo à carga é a restrição técnica. Na forma como foi apresentado o problema, os resultados obtidos indicam o AG como a técnica melhor aplicada, em função de sua maior facilidade para percorrer diferentes possíveis soluções do problema e fugir de mínimos locais, comuns em problemas desta natureza. As simulações realizadas indicam que o algoritmo

proposto apresenta resultados coerentes, analisando-os isoladamente e em comparação com outras ferramentas de dimensionamento comercialmente disponíveis.

Um último problema, de solução talvez mais complexa, pois também está relacionado a questões culturais, é a gestão do sistema. A compreensão de que a energia é limitada, diferentemente do que se julga ter em sistemas convencionais, torna necessária a adoção de estratégias que ajudem a minimizar o problema. A proposta de modelos de limitação de energia e demanda, associados a medidores eletrônicos com função de pré-pagamento integrada, é vista como a mais viável para a solução, a curto prazo, do consumo superior à capacidade energética do sistema de geração. Quando este consumo não é controlado, o sistema renovável falha e, quando há grupo gerador, este acaba por se tornar a principal fonte de geração dos sistemas. A medida é impactante, por isso também é de ordem cultural, e pode ser avaliada individualmente para alguns casos; porém, indica-se a metodologia como proposta para regulamentação dos sistemas híbridos com fontes renováveis atendendo minirredes.

A solução destes entraves, além de garantir a sustentabilidade dos sistemas, deve ajudar a tornar reais estas opções de atendimento, aos olhos das empresas de energia elétrica, para a universalização dos serviços de eletricidade no Brasil. Além disso, a consolidação técnica e econômica destes sistemas pode ser a transição necessária para um novo modelo de sistema de distribuição de energia, com a rede convencional sendo cercada por microssistemas distribuídos baseados em fontes renováveis.

Por fim, como sugestões para trabalhos futuros, destacam-se:

- O estudo e a adaptação da estratégia de operação e do algoritmo de dimensionamento propostos a outras configurações de sistemas híbridos, com acoplamento no barramento c.a., por exemplo, e com a inserção de outras fontes primárias nos modelos;
- A associação da estratégia de despacho de energia a estratégias de controle dinâmico, visando avaliar o desempenho elétrico do sistema também em escalas de poucos segundos ou frações de segundos;
- A aplicação de técnicas de previsão, de recurso renovável e de carga, para serem utilizadas como dados de entrada dos modelos de operação e dimensionamento e, assim, avaliar o desempenho dos modelos em condições mais próximas às reais;

- A utilização de técnicas híbridas de otimização que possam aplicar o algoritmo desenvolvido a quaisquer condições iniciais, mesmo para sistemas com espaços de busca ainda mais amplos, como a análise de múltiplos objetivos ou com a consideração de quantidades e de modelos de equipamentos ainda maiores;
- O desenvolvimento de uma interface gráfica para o programa de dimensionamento ótimo desenvolvido, permitindo sua utilização por usuários finais;
- A proposição de um modelo regulatório para a aplicação de sistemas de limitação de energia e demanda a consumidores atendidos por sistemas híbridos com fontes renováveis. Este modelo pode ser baseado na metodologia proposta, sendo validado para uma ampla quantidade de cenários;
- A implementação do sistema de medição proposto, em laboratório, para realização de testes e simulação do seu comportamento real. Esta etapa de testes é fundamental e ajudará a subsidiar a implantação comercial desses sistemas; e
- A aplicação do modelo de gestão, já integrado a um sistema de medição protótipo, a um caso prático, real ou simulado, de tal forma que a metodologia proposta seja aplicada e para que seja avaliada a resposta do modelo em situações reais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEDI, S.; ALIMARDANI, A.; GHAREHPETIAN, G. B.; RIAHY, G. H.; HOSSEINIAN, S. H. A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 3, p. 1577-1587, abr. 2012.
- ALSAYED, M.; CACCIATO, M.; SCELBA, G.; CONSOLI, A. Optimal sizing of hybrid power generation systems based on multi criteria decision analysis. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS, ELECTRICAL DRIVES, AUTOMATION AND MOTION, 2012, Sorrento, **Proceedings...** USA: IEEE, 2012. p. 1442-1447.
- ASHARI, M.; NAYAR, C. V. An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)–diesel–battery hybrid power system. **Solar Energy**, v. 66, n. 1, p. 1-9, maio 1999.
- BAGEN; BILLINTON, R. Evaluation of different operating strategies in small stand-alone power systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 20, n. 3, p. 654-660, set. 2005.
- BAJPAI, P.; DASH, V. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2926-2939, jun. 2012.
- BAÑOS, R.; MANZANO-AGUGLIARO, F.; MONTOYA, F. G.; GIL, C.; ALCAYDE, A.; GÓMEZ, J. Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 4, p. 1753-1766, maio 2011.
- BARBOSA, C. F. O.; PINHO, J. T.; GALHARDO, M. A. B.; CRUZ, D. P.; ARAÚJO, R. G. The experiences with the application of the first electricity prepayment system in Brazil installed at an isolated community in the Amazon Region. In: IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004, São Paulo, **Proceedings...** USA: IEEE, 2004. p. 663-668.
- BARBOSA, C. F. O.; PINHO, J. T.; PEREIRA, E. J. S. Experiências adquiridas com o sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel de São Tomé. In: CONGRESSO

- BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2., 2008, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: UFSC, 2008. CD-ROM.
- BARBOSA, D. A. **Análise e Desenvolvimento de Metodologias de Otimização Aplicadas em Sistemas Elétricos de Potência**. 2009. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.
- BARLEY, C. D. **Modeling and optimization of dispatch strategies for remote hybrid power systems**. 1996. 81 f. Tese (Doutorado em Engenharia), Department of Mechanical Engineering, Colorado State University, Colorado, 1996.
- BARLEY, C. D.; WINN, C. B. Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems. **Solar Energy**, v. 58, n. 4-6, p. 165-179, out.-dez. 1996.
- BASHIR, M.; SADEH, J. Optimal sizing of hybrid wind/photovoltaic/battery considering the uncertainty of wind and photovoltaic power using Monte Carlo. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 11., 2012, Venice, **Proceedings...** USA: IEEE, 2012a. p. 1081-1086.
- _____. Size optimization of new hybrid stand-alone renewable energy system considering a reliability index In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 11., 2012, Venice, **Proceedings...** USA: IEEE, 2012b. p. 989-994.
- BAUER P; WELDEMARIAM L. E.; RAIJEN E. Stand-alone microgrids. In: IEEE INTERNATIONAL TELECOMMUNICATIONS ENERGY CONFERENCE, 2011, Amsterdam, **Proceedings...** USA: IEEE, 2011. p. 1-10.
- BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; DUFO-LÓPEZ, R.; RIVAS-ASCASO, D. M. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. **Renewable Energy**, v. 31, n. 14, p. 2227-2244, nov. 2006.
- BERTSIMAS, D.; TSITSIKLIS, J. Simulated Annealing. **Statistical Science**, v. 8, n. 1, p. 10-15, fev. 1993.
- BILLINTON, R.; KARKI, R. Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 4, p. 892-897, nov. 2001a.

- _____. Maintaining Supply Reliability of Small Isolated Power Systems Using Renewable Energy. **IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution**, vol. 148, n. 6, p. 530-534, nov. 2001b.
- BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia Econômica**. Tradução: José Carlos Barbosa dos Santos. 6. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2008. 756 p.
- BLASQUES, L. C. M. **Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade**. 2005. 195 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, Belém, 2005.
- BLASQUES, L. C. M.; TUPIASSÚ, A. F.; PINHO, J. T. Análise Econômica de Tecnologias para Eletrificação de uma Pequena Comunidade Isolada da Amazônia. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais...** Curitiba: Cigré-Brasil, 2005. CD-ROM.
- BLASQUES, L. C. M.; PINHO, J. T. Metering systems and demand-side management models applied to hybrid renewable energy systems in micro-grid configuration. **Energy Policy**, v. 45, p. 721-729, jun. 2012.
- BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 11, n. 2, p. 367-375, jun. 1996.
- BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 29 abr. 2002. Seção 1, p. 2.
- _____. Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 12 nov. 2003. Seção 1, p. 130.
- _____. Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 10 dez. 2009. Seção 1, p. 6.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Brasília, DF, 2010. 195 p.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011**. Brasília, DF, 2011a. 23 p.

- _____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Sinopse do Censo Demográfico 2010**. Rio de Janeiro, RJ, 2011b. 261p.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Manual de Operacionalização** – Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica. Anexo à Portaria nº 628, de 3 de novembro de 2011. Brasília, DF, 2011c. 29 p.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 493, de 5 de junho de 2012**. Brasília, DF, 2012a. 9 p.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 014/2012-SRC/ANEEL, de 19 de junho de 2012**. Brasília, DF, 2012b. 20 p.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Manual de Projetos Especiais** – Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica. Anexo à Portaria nº 111, de 26 de março de 2013. Brasília, DF, 2013a. 20 p.
- _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 1.578, de 6 de agosto de 2013**. Brasília, DF, 2013b. 8 p.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira** – Exercício de 2013. Brasília, DF, 2014. 27 p.
- CABRAL, C. V. T.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C.; MARTINS, J. H.; TOLEDO, O. M.; MACHADO NETO, L. V. B. A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing. **Solar Energy**, v. 84, n. 9, p. 1628-1636, set. 2010.
- CANAES, J. E. **Sistema Alternativo de Pagamento de Energia Elétrica: Uma Opção nacional de Baixo Custo**. 2006. 109 f. Dissertação (Mestrado em Energia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- CASARIN, A. A.; NICOLLIER, L. Prepaid meters in electricity. A cost-benefit analysis. Working Paper Series IAE Business School, Austral University, Buenos Aires, 2009. Disponível em: <http://www.iae.edu.ar/pi/Documentos%20Investigacin/Working%20Papers/DT%20IAE01_2009.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2013.
- CASSINI, D. A.; FRANÇA, E. D.; SOUZA, M. E. M.; DINIZ, A. S. A. C. A gestão de O&M de sistemas fotovoltaicos na Cemig Distribuição SA. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19., 2010, São Paulo. **Anais...** São Paulo, 2010. CD-ROM.

- CER – Commission for Energy Regulation. Prepayment Meters – A Consultation Paper. CER/03/291, dez. 2003. Disponível em: <<http://www.cer.ie/docs/000398/cer03291.pdf>>. Acesso em: 24 jan. 2014.
- DEHBONEI, H.; NAYAR, C. V.; CHANG, L. A new modular hybrid power system. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2003, Rio de Janeiro, **Proceedings...** USA: IEEE, 2003, p. 985-990, v. 2.
- DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Design and Control Strategies of PV-Diesel Systems Using Genetic Algorithms. **Solar Energy**, v. 79, n. 1, p. 33-46, jul. 2005.
- DURSUN, E.; KILIC, O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 34, n. 1, p. 81–89, jan. 2012.
- EKREN, O.; EKREN, B. Y. Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing. **Applied Energy**, v. 87, n. 2, p. 592–598, fev. 2010.
- ERDINC, O.; UZUNOGLU, M. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 3, p. 1412–1425, abr. 2012a.
- _____. A new perspective in optimum sizing of hybrid renewable energy systems: Consideration of component performance degradation issue. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, n. 14, p. 10479–10488, jul. 2012b.
- FOSTER, R. E.; OROZCO, R. C.; RUBIO, A. R. Lessons learned from the Xcalak Village hybrid system: a seven year retrospective. In: ISES SOLAR WORLD CONGRESS, 1999, Jerusalem, **Proceedings...** USA: Elsevier Science Ltd., 2000, p. 319-328, v. 1.
- FREITAS, C. L. **Estudo do Fomento às Energias Renováveis no Amazonas via Mercado Voluntário de Carbono**. 2012. 191 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia), Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.
- GEEM, Z. W. Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 448–451, nov. 2012.
- GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. A. (Ed.). **Handbook of Metaheuristics**. Kluwer Academic Publishers, 2003. 556 p.

- GUPTA, A.; SAINI, R. P.; SHARMA, M. P. Modelling of hybrid energy system - Part II: Combined dispatch strategies and solution algorithm. **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p. 466–473, fev. 2011.
- GUPTA, R. A.; KUMAR, R.; BANSAL, A. K. Economic analysis and design of stand-alone wind/photovoltaic hybrid energy system using genetic algorithm. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTING, COMMUNICATION AND APPLICATIONS, 2012, Dindigul, **Proceedings...** USA: IEEE, 2012. p. 1-6.
- HAMEED, A. H.; ELHAGRI, M. T.; SHALTOUT, A. A.; AZIZ, M. M. A. Optimum sizing of hybrid WT/PV systems via open-space particle swarm optimization. In: IEEE IRANIAN CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY AND DISTRIBUTED GENERATION, 2., 2012, Tehran, **Proceedings...** USA: IEEE, 2012. p. 55-60.
- HAUPT, R. L.; HAUPT, S. E. **Practical Genetic Algorithms**. 2. ed. John Wiley & Sons, 2004. 272 p.
- HAUSCHILD, L. **Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel**. 2006. 117 f. Dissertação (Mestrado em Energia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- HOMER. The Micropower Optimization Model. v2.81. Versão de demonstração gratuita. Disponível em: <<http://www.homerenergy.com>>. Acesso em: 9 jan. 2014.
- IEA – International Energy Agency. World Energy Outlook 2013. Paris, nov. 2013. Disponível em: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/energydevelopment/WEO2013_EnergyForAll.pdf>. Acesso em: 20 maio 2014.
- iHOGA. Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms. v2.2. Versão educacional gratuita. Disponível em: <<http://personal.unizar.es/rdufo>>. Acesso em: 10 fev. 2014.
- KEMP, A; QUACH, B.; GRAHAM, T. Costs and benefits of smart metering in off-grid and remote areas. A Final Report for the Ministerial Council on Energy's Smart Meter Working Group. NERA Economic Consulting, Sydney, 2010. Disponível em: <http://www.ret.gov.au/Documents/mce/_documents/2010%20bulletins/no-186-NERA-off-grid-smart-metering-final-report.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2013.

- KHAN, R. H.; ADITI, T. F.; SREERAM, V.; IU, H. H. C. A prepaid smart metering scheme based on WiMAX prepaid accounting model. **Smart Grid and Renewable Energy**, v. 1, n. 2, p. 63-69, ago. 2010.
- KIRKPATRICK, S.; GELETT, C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by Simulated Annealing. **Science**, v. 220, n. 4598, p. 671-680, maio 1983.
- KOUTROULIS, E.; KOLOKOTSA, D.; POTIRAKIS, A.; KALAITZAKIS, K. Methodology for Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic/Wind-Generator Systems Using Genetic Algorithms. **Solar Energy**, v. 80, n. 9, p. 1072-1088, set. 2006.
- KRIEGER, E. M. **Effects of variability and rate on battery charge storage and lifespan**. 2013. 138 f. Tese (Doutorado em Engenharia), Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Faculty of Princeton University, Princeton, 2013.
- JUN, Z.; JUNFENG, L.; JIE, W.; NGAN, H. W. A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system. **Renewable Energy**, v. 36, n. 5, p. 1352-1363, maio 2011.
- LUQUE, A; HEGEDUS, S. (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. John Willey & Sons, 2011. 1162 p.
- MAKONESE, T.; KIMEMIA, D. K.; ANNEGARN, H. J. Assessment of free basic electricity and use of pre-paid meters in South Africa. In: IEEE DOMESTIC USE OF ENERGY CONFERENCE, 20., 2012, Cape Town. **Proceedings**... USA: IEEE, 2012. p. 165-172.
- MATOS, A. A. Miniusinas Fotovoltaicas com Minirredes de Distribuição. Palestra apresentada no Seminário Minirredes e Sistemas Híbridos com Energias Renováveis na Eletrificação Rural, São Paulo, 26 maio 2011. Disponível em: <http://lsf.iee.usp.br/lsf/pdf/seminario_26/Apresentacao_Aureo.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2014.
- MELLIT, A.; KALOGIROU, S. A.; DRIF, M. Application of neural networks and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 35, n. 12, p. 2881-2893, dez. 2010.
- METROPOLIS, N.; ROSENBLUTH, A. W.; ROSENBLUTH, M. N.; TELLER, A. H. Equation of State Calculations by Fast Computing Machines. **The Journal of Chemical Physics**, v. 21, n. 6, p. 1087-1092, jun. 1953.

- MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. 3. ed. rev. and extended. Springer-Verlag, 1999. 387 p.
- MORALES, L. R. V.; MOCELIN, A. R.; ZILLES, R. Estado dos sistemas fotovoltaicos domiciliares instalados em uma comunidade ribeirinha amazônica após seis anos e meio de operação. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 4., 2012, São Paulo. **Anais...** São Paulo: USP, 2012. CD-ROM.
- NAIR, N. C.; GARIMELLA, N. Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. **Energy and Buildings**, v. 42, n. 11, p. 2124-2130, nov. 2010.
- NEHRIR, M. H.; WANG, C.; STRUNZ, K.; AKI, H.; RAMAKUMAR, R.; BING, J.; MIAO, Z.; SALAMEH, Z. A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: configurations, control, and applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 4, p. 392-403, out. 2011.
- NOTTON, G.; LAZAROV, V.; ZARKOV, Z.; STOYANOV, L. Optimization of Hybrid Systems with Renewable Energy Sources: Trends for Research. In: ISEIMA'06 - First International Symposium on Environment Identities and Mediterranean Area, 2006, Corte-Ajaccio. **Proceedings...** USA: IEEE, 2006. p. 144-149.
- OLIVIERI, M. M. A.; BORGES, E. L. P.; CARVALHO, C. M.; SENNA, D. C.; SCHAWB, T. R.; KLAUS W. Atendimento de comunidades isoladas da Amazônia com serviços de energia elétrica: Resultados do projeto piloto Xapuri no Acre com sistemas fotovoltaicos domiciliares. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19., 2010, São Paulo. **Anais...** São Paulo, 2010. CD-ROM.
- OMARI, O.; ORTJOHANN, E.; MOHD, A.; MORTON, D. An online control strategy for DC-coupled hybrid power systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** USA: IEEE, 2007. p. 1-8.
- PALMA-BEHNKE, R.; BENAVIDES, C.; ARANDA, E.; LLANOS, J.; SÁEZ, D. Energy management system for a renewable based microgrid with a demand side management mechanism. In: IEEE SYMPOSIUM ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE APPLICATIONS IN SMART GRID, 2011, Paris. **Proceedings...** USA: IEEE, 2011. p. 1-8.

- PEREIRA, E. J. S.; PINHO, J. T.; VALE, S. B. Revitalização do Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel de Tamaruteua, Município de Marapanim, Pará. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 1., 2007, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza: UFC, 2007. CD-ROM.
- PHRAKONKHAM, S.; LE CHENADEC, J.; DIALLO, D.; REMY, G.; MARCHAND, C. Reviews on Micro-Grid Configuration and Dedicated Hybrid System Optimization Software Tools: Application to Laos. **Engineering Journal**, v. 14, n. 3, p. 15-34, maio 2010.
- PINHEIRO, G. F. Minirredes e Sistemas Híbridos com Energias Renováveis na Eletrificação Rural – Ações Celpa. Palestra apresentada no Seminário Minirredes e Sistemas Híbridos com Energias Renováveis na Eletrificação Rural, São Paulo, 26 maio 2011. Disponível em: <http://lsf.iee.usp.br/lsf/pdf/seminario_26/Apresentacao_Giorgiana_Pinheiro.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2011.
- PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos: Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. 394 p.
- PINHO, J. T.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; VALE, S. B. Operational Strategies of Wind-Diesel Systems for Electricity Generation Using Intelligent Systems. In: AWEA GLOBAL WINDPOWER, 2004, Chicago. **Proceedings...** USA, 2004. CD-ROM.
- POULLIKKAS, A.; KOURTIS, G.; HADJIPASCHALIS, I. A hybrid model for the optimum integration of renewable technologies in power generation systems. **Energy Policy**, v. 39, n. 2, p. 926-935, fev. 2011.
- RIBEIRO, L. A. S.; SAAVEDRA, O. R.; MATOS, J. G.; BONAN, G.; MARTINS, A. S. Small renewable hybrid systems for stand alone applications. In: IEEE POWER ELECTRONICS AND MACHINES IN WIND APPLICATIONS, 2009, Lincoln. **Proceedings...** USA: IEEE, 2009. p. 1-7.
- ROLLAND, S.; GLANIA, G. Hybrid Mini-grids for Rural Electrification: Lessons Learned. Prepared by Alliance for Rural Electrification (ARE). 2011. Disponível em: <http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2014.

- SAASTAMOINEN, M. Samsø - renewable energy island programme, Denmark. Case study for WP2 (Analysis of success factors, underlying models and methods of target group interaction) of the EC FP7 project CHANGING BEHAVIOUR (contract 213217). 2009. Disponível em: <http://mechanisms.energychange.info/sites/default/files/casestudies/samsøe_full.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2013.
- SAENGPRAJAK, A. **Efficiency of demand side management measures in small village electrification systems**. 2006. 114 f. Tese (Doutorado em Engenharia), Faculty of Electrical Engineering/Computer Science, University of Kassel, Kassel, 2006.
- SENJYU, T.; HAYASHI, D.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. Optimal Configuration of Power Generating Systems in Isolated Island with Renewable Energy. **Renewable Energy**, v. 32, n. 11, p. 1917-1933, set. 2007.
- SHARAFI, M.; ELMEKKAWY, T. Y. Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach. **Renewable Energy**, v. 68, p. 67-79, ago. 2014.
- SILVA FILHO, H. M. Panorama do Programa Luz Para Todos e a universalização do atendimento de energia elétrica. Palestra apresentada no 8º Congresso Internacional Sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural, Campinas, 15 dez. 2010. Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2010/15-12/LuzparaTodos/HugoMachadoSilvaFilho.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2013.
- SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Applied Energy**, v. 32, p. 192-205, abr. 2014.
- SKARSTEIN, O.; UHLEN, K. Design Considerations with Respect to Long-term Diesel Saving in Wind/Diesel Plants. **Wind Engineering**, v. 13, n. 2, p. 72-87, fev. 1989.
- VALE, S. B.; BLASQUES, L. C. M.; CARVALHO, C. M.; BORGES, E. L. P.; MAIA, F. N. A experiência obtida com os projetos de geração com fontes renováveis de energia na Região Norte do Brasil: do PRODEEM aos projetos especiais das concessionárias. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 4., 2012, São Paulo. **Anais...** São Paulo: USP, 2012. CD-ROM.
- VANDENBERGH, M.; BEVERUNGEN, S.; BUCHHOLZ, B.; COLIN, H.; KETJOY, N.; KININGER, F.; MAYER, D.; MERTEN, J.; REEKERS, J.; STRAUSS, P.;

- SUWANNAKUM, T.; VALLVÉ, X. Expandable hybrid systems for multi-user mini-grids. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 17., 2001, Munich. **Proceedings**... Munich, 2001. p. 1-6.
- WANG, C.; NEHRIR, H.; LIN, F.; ZHAO, J. From hybrid energy systems to microgrids: hybridization techniques, configuration, and control. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Proceedings**... USA: IEEE, 2010. p. 1-4.
- YAMAMOTO, L. **Uso de *Simulated Annealing* e Algoritmo Genético no Problema da Reconfiguração de uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica.** 2004. 92 f. Dissertação (Mestrado em Ciências), Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia – Programação Matemática, dos Setores de Tecnologia e de Ciências Exatas, da Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2004.
- ZHANG, L.; BELFKIRA, R.; BARAKAT, G. Wind/PV/diesel energy system: modeling and sizing optimization. In: IEEE EUROPEAN CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS, 14., 2011, Birmingham. **Proceedings**... USA: IEEE, 2011. p. 1-10.

APÊNDICE A – Dados dos equipamentos utilizados nas simulações com o algoritmo proposto

1) Módulo fotovoltaico

	Potência (W)	Custo (R\$)	Vida útil (anos)
Modelo 1	5	99	15
Modelo 2	10	199	20
Modelo 3	10	189	15
Modelo 4	20	239	15
Modelo 5	30	349	15
Modelo 6	50	399	15
Modelo 7	50	399	20
Modelo 8	70	519	15
Modelo 9	85	559	15
Modelo 10	85	569	20
Modelo 11	85	599	20
Modelo 12	110	629	15
Modelo 13	140	719	20
Modelo 14	140	669	15
Modelo 15	140	699	15
Modelo 16	150	699	15
Modelo 17	175	1099	15
Modelo 18	190	870	15
Modelo 19	240	989	15
Modelo 20	240	1030	20
Modelo 21	245	1075	20
Modelo 22	250	1095	20

2) Aerogerador

Modelo 1	0	0.00
Curva P _{xv}	1	0.00
	2	0.00
	3	0.02
	4	0.06
	5	0.12
	6	0.22

	7	0.36
	8	0.52
	9	0.68
	10	0.86
	11	1.04
	12	1.17
	13	1.20
	14	1.17
	15	1.12
	16	1.06
	17	1.01
	18	0.96
	19	0.91
	20	0.87
Potência (kW)		1
Custo (R\$)		17400
Vida útil (anos)		20
Modelo 2	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.046
	4	0.247
	5	0.697
	6	1.379
	7	2.180
	8	3.110
	9	4.260
	10	5.370
	11	6.630
	12	7.450
	13	8.090
	14	8.050
	15	7.920
	16	7.750
	17	7.510
	18	7.280

	19	7.110
	20	6.960
Potência (kW)		7.5
Custo (R\$)		96300
Vida útil (anos)		20
Modelo 3	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.046
	4	0.247
	5	0.587
	6	1.028
	7	1.678
	8	2.620
	9	3.690
	10	4.750
	11	6.150
	12	7.330
	13	8.680
	14	10.130
	15	11.300
	16	12.000
	17	11.940
	18	11.600
	19	11.040
	20	10.480
Potência (kW)		10
Custo (R\$)		143880
Vida útil (anos)		20
Modelo 4	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	0.000
	5	1.844
	6	7.820

	7	15.930
	8	24.000
	9	32.400
	10	41.300
	11	48.100
	12	53.800
	13	58.900
	14	62.100
	15	64.100
	16	64.500
	17	65.100
	18	64.400
	19	63.900
	20	63.600
Potência (kW)		50
Custo (R\$)		325000
Vida útil (anos)		20
Modelo 5	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	1.000
	4	2.000
	5	8.000
	6	17.000
	7	30.000
	8	45.000
	9	63.000
	10	79.000
	11	94.000
	12	108.000
	13	119.000
	14	125.000
	15	122.000
	16	120.000
	17	112.000
	18	107.000

	19	101.000
	20	97.000
Potência (kW)		100
Custo (R\$)		650000
Vida útil (anos)		20
Modelo 6	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.500
	4	1.600
	5	3.500
	6	7.000
	7	12.000
	8	17.000
	9	22.000
	10	26.000
	11	28.000
	12	30.000
	13	30.500
	14	31.000
	15	32.000
	16	33.000
	17	33.000
	18	32.000
	19	28.000
	20	26.000
Potência (kW)		30
Custo (R\$)		338000
Vida útil (anos)		20
Modelo 7	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.370
	4	0.740
	5	1.850
	6	3.700

	7	6.670
	8	10.370
	9	14.070
	10	17.040
	11	18.890
	12	19.630
	13	20.000
	14	20.000
	15	19.260
	16	17.780
	17	15.930
	18	14.440
	19	13.700
	20	13.330
Potência (kW)		20
Custo (R\$)		220000
Vida útil (anos)		20
Modelo 8	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.060
	4	0.110
	5	0.280
	6	0.560
	7	1.000
	8	1.560
	9	2.110
	10	2.560
	11	2.830
	12	2.940
	13	3.000
	14	3.000
	15	2.890
	16	2.670
	17	2.390
	18	2.170

	19	2.060
	20	2.000
Potência (kW)		3
Custo (R\$)		45000
Vida útil (anos)		20
Modelo 9	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	1.000
	5	6.000
	6	13.000
	7	24.000
	8	36.000
	9	50.000
	10	66.000
	11	80.000
	12	96.000
	13	101.000
	14	100.000
	15	96.000
	16	89.000
	17	86.000
	18	79.000
	19	79.000
	20	78.000
Potência (kW)		100
Custo (R\$)		650000
Vida útil (anos)		20
Modelo 10	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	1.200
	5	1.600
	6	4.100

	7	7.800
	8	11.700
	9	16.300
	10	21.000
	11	25.800
	12	30.000
	13	33.800
	14	36.500
	15	36.500
	16	36.000
	17	35.500
	18	35.500
	19	35.500
	20	35.500
Potência (kW)		35
Custo (R\$)		320000
Vida útil (anos)		20
Modelo 11	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	3.400
	5	8.000
	6	13.300
	7	18.400
	8	22.100
	9	24.800
	10	25.900
	11	26.300
	12	26.400
	13	26.000
	14	25.400
	15	24.300
	16	22.900
	17	22.900
	18	22.900

	19	22.900
	20	22.900
Potência (kW)		20
Custo (R\$)		250000
Vida útil (anos)		20
Modelo 12	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	0.001
	5	0.014
	6	0.031
	7	0.052
	8	0.083
	9	0.120
	10	0.146
	11	0.149
	12	0.120
	13	0.071
	14	0.042
	15	0.024
	16	0.010
	17	0.010
	18	0.002
	19	0.002
	20	0.002
Potência (kW)		0.4
Custo (R\$)		3820
Vida útil (anos)		15
Modelo 13	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	0.140
	5	0.310
	6	0.510

	7	0.769
	8	1.084
	9	1.424
	10	1.667
	11	1.804
	12	1.820
	13	1.820
	14	1.820
	15	1.820
	16	1.820
	17	1.820
	18	1.666
	19	1.601
	20	1.553
Potência (kW)		1.8
Custo (R\$)		23000
Vida útil (anos)		15
Modelo 14	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	0.022
	5	0.063
	6	0.119
	7	0.191
	8	0.282
	9	0.391
	10	0.517
	11	0.656
	12	0.801
	13	0.900
	14	0.920
	15	0.907
	16	0.880
	17	0.850
	18	0.808

	19	0.769
	20	0.727
Potência (kW)		0.9
Custo (R\$)		11460
Vida útil (anos)		15
Modelo 15	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	0.054
	5	0.149
	6	0.279
	7	0.443
	8	0.626
	9	0.780
	10	0.890
	11	0.957
	12	0.991
	13	1.002
	14	1.000
	15	0.991
	16	0.964
	17	0.931
	18	0.895
	19	0.850
	20	0.810
Potência (kW)		1
Custo (R\$)		13800
Vida útil (anos)		15
Modelo 16	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	0.272
	5	0.550
	6	0.878

	7	1.259
	8	1.696
	9	2.176
	10	2.666
	11	3.065
	12	3.281
	13	3.326
	14	3.261
	15	3.128
	16	2.957
	17	2.769
	18	2.561
	19	2.328
	20	2.076
Potência (kW)		3
Custo (R\$)		38800
Vida útil (anos)		15
Modelo 17	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.000
	4	2.900
	5	6.000
	6	11.000
	7	17.700
	8	27.300
	9	39.200
	10	51.400
	11	63.800
	12	74.200
	13	79.900
	14	82.200
	15	82.900
	16	83.300
	17	83.300
	18	83.000

	19	83.000
	20	83.000
Potência (kW)		80
Custo (R\$)		500000
Vida útil (anos)		20
Modelo 18	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.068
	4	0.243
	5	0.530
	6	0.958
	7	1.553
	8	2.159
	9	2.474
	10	2.595
	11	2.625
	12	2.598
	13	2.552
	14	2.382
	15	2.192
	16	1.960
	17	1.768
	18	1.495
	19	1.310
	20	1.055
Potência (kW)		2.5
Custo (R\$)		43000
Vida útil (anos)		20
Modelo 19	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.096
	4	0.26
	5	0.53
	6	1

	7	1.5
	8	2
	9	2.5
	10	3.01
	11	3.4
	12	3.78
	13	4.15
	14	4.38
	15	4.48
	16	4.25
	17	3.92
	18	3.6
	19	3.3
	20	3
Potência (kW)		3
Custo (R\$)		25000
Vida útil (anos)		20
Modelo 20	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	2.1
	4	3.6
	5	6.5
	6	11
	7	16
	8	23
	9	32.5
	10	42
	11	50.2
	12	58
	13	66
	14	72
	15	75
	16	70.5
	17	65
	18	60

	19	54
	20	49.1
Potência (kW)		50
Custo (R\$)		300000
Vida útil (anos)		20
Modelo 21	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.17
	4	0.42
	5	0.79
	6	1.36
	7	2.1
	8	3.1
	9	4.1
	10	5.03
	11	5.86
	12	6.5
	13	6.96
	14	7.38
	15	7.46
	16	7.1
	17	6.6
	18	6.05
	19	5.5
	20	5
Potência (kW)		5
Custo (R\$)		35000
Vida útil (anos)		20
Modelo 22	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.000
	2	0.000
	3	0.342
	4	0.8
	5	1.65
	6	3.1

	7	4.5
	8	6.2
	9	8.25
	10	10.08
	11	11.6
	12	13
	13	14
	14	14.8
	15	15
	16	14.3
	17	13.3
	18	12.2
	19	11
	20	9.96
Potência (kW)		10
Custo (R\$)		56000
Vida útil (anos)		20
Modelo 23	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.00
	2	0.00
	3	0.03
	4	0.07
	5	0.13
	6	0.18
	7	0.26
	8	0.35
	9	0.42
	10	0.505
	11	0.56
	12	0.62
	13	0.635
	14	0.66
	15	0.635
	16	0.621
	17	0.621
	18	0.627

	19	0.63
	20	0.643
Potência (kW)		0.6
Custo (R\$)		17020
Vida útil (anos)		15
Modelo 24	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.00
	2	0.00
	3	0.1
	4	0.25
	5	0.428
	6	0.6
	7	0.72
	8	0.93
	9	1.08
	10	1.22
	11	1.39
	12	1.53
	13	1.6
	14	1.66
	15	1.59
	16	1.52
	17	1.52
	18	1.55
	19	1.59
	20	1.61
Potência (kW)		1.5
Custo (R\$)		19500
Vida útil (anos)		15
Modelo 25	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.00
	2	0.00
	3	0.113
	4	0.518
	5	0.863
	6	1.28

	7	1.6
	8	1.9
	9	2.25
	10	2.51
	11	2.8
	12	3.06
	13	3.25
	14	3.47
	15	3.3
	16	3.03
	17	3.1
	18	3.16
	19	3.2
	20	3.22
Potência (kW)		3
Custo (R\$)		30220
Vida útil (anos)		15
Modelo 26	0	0.00
Curva P_{xv}	1	0.00
	2	0.112
	3	0.265
	4	0.807
	5	1.35
	6	1.95
	7	2.7
	8	3.46
	9	4.25
	10	5.01
	11	5.5
	12	5.97
	13	6.15
	14	6.34
	15	5.9
	16	5.59
	17	5.7
	18	5.77

	19	5.85
	20	5.94
Potência (kW)		6
Custo (R\$)		48224
Vida útil (anos)		15

3) Grupo Gerador

	Potência (kW)	Custo Comb. (R\$)	Custo aquis. (R\$)	Vida útil (anos)
Modelo 1	1.76	4.00	2035	8
Modelo 2	3.04	4.00	2816	8
Modelo 3	4	4.00	2915	8
Modelo 4	4.8	4.00	3762	8
Modelo 5	12	3.00	31342	10
Modelo 6	12	4.00	12650	8
Modelo 7	13.2	3.00	37020	10
Modelo 8	16	3.00	38500	10
Modelo 9	17.6	3.00	36973	10
Modelo 10	19.2	3.00	41800	12
Modelo 10	20	3.00	35200	10
Modelo 12	22	3.00	34100	10
Modelo 13	24	3.00	40802	10
Modelo 14	28	3.00	47300	10
Modelo 15	30.4	3.00	40816	10
Modelo 16	32	3.00	41771	10
Modelo 17	32.8	3.00	39919	10
Modelo 18	35.2	3.00	43868	10
Modelo 19	44	3.00	47363	10
Modelo 20	57.6	3.00	49940	10
Modelo 21	62.4	3.00	54480	10
Modelo 22	90.4	3.00	56506	10
Modelo 23	96	3.00	61570	10
Modelo 24	99.2	3.00	64515	10
Modelo 25	124	3.00	66458	10

4) Bateria

	Tensão (V)	Capac. (Ah)	Prof. Desc. (decimal)	Custo (R\$)	Ciclos (n ^{os})	Vida útil (anos)
Modelo 1	12	60	0.5	339	440	1.2
Modelo 2	12	60	0.3	339	900	2.46
Modelo 3	12	60	0.2	339	1500	4.1
Modelo 4	12	170	0.5	869	440	1.2
Modelo 5	12	170	0.3	869	900	2.46
Modelo 6	12	170	0.2	869	1500	4.1
Modelo 7	12	105	0.5	439	450	1.23
Modelo 8	12	105	0.3	439	1150	3.15
Modelo 9	12	105	0.2	439	2000	5.47
Modelo 10	12	150	0.5	689	450	1.23
Modelo 11	12	150	0.3	689	1150	3.15
Modelo 12	12	150	0.2	689	2000	5.47
Modelo 13	12	220	0.5	899	440	1.2
Modelo 14	12	220	0.3	899	900	2.46
Modelo 15	12	220	0.2	899	1500	4.1
Modelo 16	2	150	0.5	598.5	2000	10
Modelo 17	2	200	0.5	796	2000	10
Modelo 18	2	250	0.5	992.5	2000	10
Modelo 19	2	300	0.5	1188	2000	10
Modelo 20	2	350	0.5	1382.5	2000	10
Modelo 21	2	420	0.5	1654.8	2000	10
Modelo 22	2	500	0.5	1965	2000	10
Modelo 23	2	600	0.5	2352	2000	10
Modelo 24	2	700	0.5	2737	2000	10
Modelo 25	2	750	0.5	2925	2000	10
Modelo 26	2	800	0.5	3088	2000	10
Modelo 27	2	900	0.5	3447	2000	10
Modelo 28	2	1000	0.5	3800	2000	10
Modelo 29	2	1100	0.5	4169	2000	10
Modelo 30	2	1250	0.5	4725	2000	10
Modelo 31	2	1350	0.5	5089.5	2000	10
Modelo 32	2	1500	0.5	5640	2000	10
Modelo 33	2	1750	0.5	6562.5	2000	10

Modelo 34	2	1850	0.5	6919	2000	10
Modelo 35	2	2000	0.5	7460	2000	10
Modelo 36	2	2250	0.5	8370	2000	10
Modelo 37	2	2500	0.5	9275	2000	10

5) Inversor

	Potência (kW)	Eficiência (decimal)	Custo (R\$)	Vida útil (anos)
Modelo 1	0.3	0.92	399	10
Modelo 2	0.3	0.89	799	10
Modelo 3	0.35	0.89	890	10
Modelo 4	0.4	0.88	895	15
Modelo 5	0.6	0.9	1590	15
Modelo 6	0.75	0.91	2190	10
Modelo 7	0.8	0.93	2190	10
Modelo 8	1	0.8	1099	7
Modelo 9	1	0.8	969	7
Modelo 10	1	0.9	2999	15
Modelo 11	1	0.9	3190	15
Modelo 12	1.8	0.9	7690	15
Modelo 13	2.5	0.9	6000	15
Modelo 14	3	0.94	9490	10
Modelo 15	4	0.91	7000	15
Modelo 16	4	0.91	14000	15
Modelo 17	4.5	0.93	14500	15
Modelo 18	4.5	0.95	19500	15
Modelo 19	6	0.94	26000	15
Modelo 20	6	0.92	16000	15