



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo
Orgânico Rankine (ORC) / fotovoltaico**

Ana Lisbeth Galindo Noguera

Fevereiro de 2017

Itajubá, MG-Brasil

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Ana Lisbeth Galindo Noguera

**Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo
Orgânico Rankine (ORC) / fotovoltaico**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Mecânica como parte do requisito para obtenção do Título de
Doutora em Engenharia Mecânica

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de fluxo

Orientador: Prof.Dr. Electo Eduardo Silva Lora

Co-orientador: Prof.Dr. Vladimir Melian Cobas

Fevereiro de 2017

Itajubá, M.G.-Brasil

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Ana Lisbeth Galindo Noguera

**Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo
Orgânico Rankine (ORC) / fotovoltaico**

Tese aprovada por banca examinadora em 21 de fevereiro de
2017, conferido ao autor o título de Doutor em Ciências em
Engenharia Mecânica

Banca examinadora:

Prof.Dr. Silvio de Oliveira Junior - USP

Prof.Dr. Gilberto Carrillo Caicedo - UDES

Prof.Dr. Osvaldo Jose Venturini - UNIFEI

Prof.Dr. José Carlos Escobar Palácio - UNIFEI

Prof.Dr. Electo Eduardo Silva Lora (Orientador) - UNIFEI

Prof.Dr. Vladimir Melian Cobas (Co-orientador) - UNIFEI

Itajubá, M.G.- Brasil

2017

Dedicatória

A Deus por guiar meus passos em todo momento;

*A minha mãe Ana Maria por seu amor, apoio e dedicação que você sempre
tivera para mim;*

*A meu noivo Sebastian pelo amor, apoio e palavras de força nos momentos
de desânimo e falta de estímulo. Esta é uma conquista de nós dois;*

A meus irmãos e sobrinhos por acreditarem sempre em mim;

À alma de meu pai que sempre está comigo;

Agradeço de coração.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora e o Prof. Dr. Vladimir Melian Cobas, pela colaboração no desenvolvimento do trabalho, amizade e paciência neste tempo.

Ao Prof. Dr. Arnaldo Martin Martinez, pela amizade e por seus valiosos conselhos.

A Humberto Wilke pela informação enviada.

A Andrés por suas dicas de programação.

Aos amigos, todos aqueles que estiveram ao meu lado em poucos ou muitos momentos ao longo de todos estes anos, em especial a Gaylord e Germán, que estiveram presente ao longo de toda esta caminhada.

À Universidade Federal de Itajubá e seu programa de pós-graduação de Engenharia Mecânica pela possibilidade de cursar o doutorado.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro, através do Programa de bolsas.

A minha família pelo constante apoio.

Muito obrigada!

Resumo

GALINDO NOGUERA, A. L. (2017). Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo Rankine Orgânico (ORC)/Fotovoltaico. Itajubá, 148p. Tese (Doutorado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Atualmente nas comunidades isoladas no Brasil, o suprimento de energia elétrica é efetuado mediante unidades geradoras a diesel, os quais apresentam um elevado custo de energia gerada, pois são dependentes dos altos preços dos combustíveis fósseis, além de causarem sérios problemas para o meio ambiente. Assim, a implementação de outras fontes de geração de energia baseados em fontes renováveis, como sistema complementar ao sistema tradicionais de geração permite gerar energia elétrica a menor custo, maior confiabilidade, além de benefícios ambientais.

Esta tese enfoca no dimensionamento ótimo e operação de um sistema híbrido, composto por geradores a diesel, ciclo orgânico Rankine (ORC), fotovoltaica e banco de baterias. A implementação do ORC permite a recuperação do calor residual dos gases de exaustão dos grupos geradores a diesel para produzir energia elétrica. O método proposto permite dimensionar o sistema considerando aspectos econômicos e de confiabilidade, e incorporar cinco estratégias de operação, que visam otimizar o despacho de energia do sistema. Para a otimização foi desenvolvido o algoritmo de otimização por nuvem de partículas, técnica metaheurística, que permite determinar a melhor configuração do sistema, para isso os componentes do sistema foram modelados e simulados para um período de 8760 horas (um ano).

Para a simulação e otimização do sistema híbrido foi utilizada a ferramenta computacional Matlab. Simulações e estudos comparativos são apresentados para diferentes configurações possíveis para atendimento de comunidades isoladas. Os resultados mostram que a melhor configuração ótima Diesel-ORC-Fotovoltaica-Baterias leva à redução no custo médio de geração em aproximadamente 38,15%, em relação ao sistema puramente diesel.

Palavras-Chave: Sistemas Híbridos, Nuvem de Partículas, Estratégias de Operação, Gerador a Diesel, Ciclo Orgânico Rankine, Fotovoltaica, Baterias, Probabilidade de Perda no Fornecimento de Energia à Carga, Custo médio de Energia.

Abstract

GALINDO NOGUERA, A. L. (2017). Optimization of the design of a hybrid Diesel-Organic Rankine Cycle (ORC) / Photovoltaic system. Itajubá, 148p. PhD. Thesis (Doctorate in Energy Conversion) - Mechanical Engineering. Federal University of Itajubá.

Nowadays, in isolated communities in Brazil, electricity is supplied by diesel generating units. These systems have a high energy cost, as they are dependent on the high prices of fossil fuels, besides causing serious problems for the environment. Thus, the implementation of other sources of energy generation based on renewable sources, such as complementary systems to the traditional generation system; allow generating electricity at lower cost, greater reliability in energy supply, and environmental benefits.

This thesis focuses on the optimal design and operation of a hybrid system that includes diesel generators, Rankine organic cycle (ORC), photovoltaic and battery bank. The implementation of the ORC allows the recovery of residual heat from exhaust gases from diesel generator sets to produce electricity. The proposed method allows to size the system considering economic and reliability aspects, and to incorporate five strategies of operation that aim to optimize the energy dispatch of the system. Particle swarm optimization (PSO) algorithm has been implemented for the optimization of the system cost, allows determining the best configuration of the system, for which the system components were modeled and simulated for a period of 8760 hours (one year).

For the simulation and optimization of the hybrid system the Matlab computational tool was used. Simulations and comparative studies are presented for different possible system configurations for attending isolated communities. The results show that the best optimal configuration Diesel-ORC-Photovoltaic-Batteries with reduction in average cost of energy by approximately 38.15% over the only diesel.

Keywords: Hybrid Systems, Particle swarm optimization, Operating Strategies, Diesel Generator, Rankine Organic Cycle, Photovoltaic, Batteries, Loss of power probability, Average Cost of Energy.

Sumário

Sumário	i
Lista de figuras	iv
Lista de tabelas	vii
Lista de Abreviaturas e Siglas	viii
Lista de Símbolos	ix
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação do trabalho	1
1.2 Objetivos	2
Objetivo Geral	2
Objetivos Específicos	3
1.3 Contribuições e Relevância da pesquisa	3
1.4 Estrutura do trabalho	4
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 Sistemas híbridos	6
2.1.1 Configurações do sistema híbrido de geração distribuída (SHGD)	7
2.1.2 Otimização de sistemas híbridos	9
2.2 Recuperação da energia dos gases de exaustão de motores de combustão interna (MCI)	18
2.2.1 Ciclo de Rankine Orgânico	19
2.2.2 Fluidos Orgânicos	21
2.2.3 Recuperação de energia térmica residual usando ORC	23
2.3 Considerações Finais	27
3 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA HÍBRIDO	28
3.1 Descrição do sistema híbrido	28
3.2 Sistema fotovoltaico	29
3.2.1 Irradiação solar no plano inclinado	29
3.2.2 Módulos Fotovoltaicos	34
3.2.3 Simulação	39
3.3 Baterias secundárias	42
3.3.1 Parâmetros mais relevantes das baterias	44
3.3.2 Modelo de carga/descarga para baterias de chumbo-ácido	45
3.3.3 Simulação da bateria	48

3.3.4	Estimativa da vida útil da bateria	50
3.4	Gerador diesel	52
3.4.1	Consumo de combustível	53
3.4.2	Eficiência Elétrica.....	55
3.4.3	Temperatura e vazão mássica dos gases de exaustão	55
3.4.4	Simulação do gerador diesel.....	60
3.5	Ciclo Orgânico Rankine (ORC).....	62
3.5.1	Simulação do Ciclo.....	66
3.6	Considerações Finais	69
4	OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO	70
4.1	Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos.....	70
4.1.1	Estratégia de operação A.	71
4.1.2	Estratégia de operação B.	73
4.1.3	Estratégia de operação C.	74
4.1.4	Estratégia de operação D.	76
4.1.5	Estratégia de operação E.....	78
4.2	Problema de Otimização	79
4.2.1	Otimização por nuvem de partículas (PSO)	80
4.2.2	Função Objetivo	83
4.2.3	Procedimento de otimização.....	89
4.3	Análise Econômica do sistema híbrido.....	91
4.3.1	Sistema fotovoltaico	92
4.3.2	Gerador a Diesel	93
4.3.3	Sistema de armazenamento e regulador de carga.....	94
4.3.4	Sistema ORC	94
4.4	Considerações Finais	96
5	Estudo de Caso	97
5.1	Cujubim	97
5.2	Parâmetros utilizados no algoritmo de simulação e otimização	99
5.3	Caso base sistema convencional	101
5.4	Otimização do sistema híbrido Diesel-ORC-FV-Baterias	103
5.4.1	Cenário 1	103
5.4.2	Cenário 2	111

5.4.3	Cenário 3	116
5.4.4	Cenário 4	121
5.5	Análise Comparativa.....	124
5.6	Análise de Sensibilidade.....	130
5.7	Considerações Finais	135
6	CONCLUSÕES.....	136
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	139
	ANEXO A.	148

Lista de figuras

Figura 2.1. Configuração com acoplamento no barramento c.a.	8
Figura 2.2. Configuração com acoplamento no barramento c.c.	9
Figura 2.3. Configuração mista.	9
Figura 2.4. Distribuição da energia nos motores de combustão interna [41].	18
Figura 2.5. (a) Ciclo Rankine Orgânico (b) Diagrama T-S típico do ORC [43].....	19
Figura 2.6. Diagrama T-S do ciclo ORC supercrítico. Chen et al. [45].	20
Figura 2.7. Curvas dos distintos fluidos orgânicos [45].....	22
Figura 3.1. Diagrama do sistema híbrido.	29
Figura 3.2. Geometria da radiação solar direta [62].....	30
Figura 3.3. Posição do Sol relativa a uma superfície inclinada [62].....	33
Figura 3.4. Curvas corrente vs tensão do módulo Canadian CS6P-255/260P.....	35
Figura 3.5. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. (a) modelo de um diodo e (b) modelo de dois diodos [70].....	35
Figura 3.6. Irradiação horária sobre superfície horizontal e inclinada.	40
Figura 3.7. Dia 11 de dezembro. Irradiação [W/m ²] e Temperatura [°C].	41
Figura 3.8. Potência gerada [W] do modulo Canadian CS6P-255/ 260P.....	42
Figura 3.9. Circuito equivalente da bateria.....	43
Figura 3.10. Curva característica de descarga para uma corrente constante de 20 A, bateria Freedom DF4001.....	49
Figura 3.11. Corrente da Bateria em amperes.	49
Figura 3.12. Simulação da tensão e estado de carga da bateria.....	50
Figura 3.13. Consumo de combustível como função da potência nominal.....	53
Figura 3.14. Consumo de combustível em função da carga parcial.....	54
Figura 3.15. Temperatura dos gases de exaustão como função da potência nominal.....	55
Figura 3.16. Vazão de ar em função da potencia nominal.	56
Figura 3.17. Potência e perda de calor produzida pelo motor diesel em função da carga parcial [93].....	57
Figura 3.18. Balanço molar do motor.....	58
Figura 3.19. Temperatura e Vazão mássica dos Gases de Exaustão, em função da potência do gerador GENERAC de 315 kW.....	61
Figura 3.20. Curva de consumo específico de combustível e rendimento do gerador GENERAC de 315 kW.....	62

Figura 3.21. Trocador de calor em contracorrente	63
Figura 3.22. Perfil de temperatura no evaporador	64
Figura 3.23. Representação esquemática do sistema.....	67
Figura 3.24. Potência líquida gerada pelo ciclo ORC.	68
Figura 4.1. Fluxograma estratégia de operação A.....	72
Figura 4.2. Fluxograma estratégia de operação B.	74
Figura 4.3 Fluxograma estratégia de operação C.	75
Figura 4.4. Fluxograma estratégia de operação D.	77
Figura 4.5. Fluxograma estratégia de operação E	78
Figura 4.6. Métodos de otimização. Adaptado de García [101].....	80
Figura 4.7. Esquema do algoritmo de otimização PSO.....	83
Figura 4.8. Fluxograma de simulação e otimização do sistema híbrido.....	90
Figura 4.9. Custo estimado para o 2014 de sistema ORC projeto (P) e módulos (M) na literatura.....	95
Figura 4.10. Custo estimado do projeto do sistema ORC	95
Figura 5.1 Mapa de Rondônia - Localização de Cujubim.....	98
Figura 5.2 Irradiação solar e temperatura horária em Cujubim para o ano 2015.	98
Figura 5.3 Curva de carga do dia de maior consumo do mês de Novembro.....	99
Figura 5.4. Convergência do algoritmo PSO.....	104
Figura 5.5. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 1... 107	
Figura 5.6. Variação da carga, potência produzida pelo sistema fotovoltaico, pelo Diesel-ORC e Baterias em um dia para a configuração 2, cenário 1.	108
Figura 5.7. Modo de operação dos Geradores a diesel e Potência gerada com o ciclo ORC, configuração 2, cenário1.....	109
Figura 5.8. Excesso e déficit de energia, configuração 2, cenário 1.	110
Figura 5.9. Energia gerada por cada um dos componentes do sistema, configuração 2, cenário 1.	110
Figura 5.10. Evolução do custo de energia em cada iteração do PSO.	112
Figura 5.11. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 2. 113	
Figura 5.12. Variação da carga, potência produzida pelo fotovoltaico, pelo Diesel-ORC e Baterias em um dia para a configuração 1, cenário2.....	114
Figura 5.13. Modo de operação dos Geradores a diesel e Potência gerada com o ciclo ORC, cenário 2.	115
Figura 5.14. Excesso e déficit de energia, cenário 2.	115

Figura 5.15. Energia gerada por cada um dos componentes do sistema, cenário 2.	116
Figura 5.16. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 3.	118
Figura 5.17. Variação da carga, potência produzida pelo fotovoltaico e MCI em um dia para a configuração 3.	119
Figura 5.18. Modo de operação dos Geradores a diesel, cenário 3.	119
Figura 5.19. Excesso e déficit de energia, cenário 3.	120
Figura 5.20. Energia gerada por cada um dos componentes do sistema, cenário 3.	121
Figura 5.21. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 3.	122
Figura 5.22. Variação da carga e potência produzida Diesel-ORC, Cenário 4.	123
Figura 5.23. Modo de operação dos Geradores a diesel e ciclo ORC, cenário 4.	123
Figura 5.24. Excesso de Energia, Cenário 4.	124
Figura 5.25. Custo médio de energia gerada para todos os Cenários.	125
Figura 5.26. Probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga para todos os cenários.	126
Figura 5.27. Déficit de Energia gerada no ano para todos os cenários.	126
Figura 5.28. Excesso de Energia gerada no ano para todos os cenários.	127
Figura 5.29. Fator de carga dos MCI's para todos os cenários.	128
Figura 5.30. Consumo específico de combustível para todos os cenários	129
Figura 5.31. Eficiência Elétrica média para todos os cenários.	129
Figura 5.32. Tempo de retorno do investimento para todos os cenários	130
Figura 5.33. Variação do custo médio de energia gerada em função do preço do diesel.	131
Figura 5.34. Variação do custo médio de geração do sistema híbrido devido à variação no preço dos componentes: Fotovoltaica e Baterias, para o preço base do diesel.	132
Figura 5.35. Variação do custo médio de energia gerada do sistema híbrido devido à variação no preço dos componentes: Fotovoltaica e Baterias, para o preço do diesel de R\$ 4.95/L.	133
Figura 5.36. Variação do custo médio de energia gerada do sistema híbrido devido à variação no preço dos componentes: Fotovoltaica e Baterias, para o preço do diesel de 6.6/L.	133

Lista de tabelas

Tabela 2.1. Tipos de sistemas híbridos estudados na literatura.....	7
Tabela 2.2. Trabalhos considerados mais relevantes efetuados na aplicação de um ORC a um MCI.....	26
Tabela 3.1. Especificações técnicas do módulo CS6P-255/260P.....	41
Tabela 3.2. Coeficientes <i>ain</i> para cada um dos componentes da mistura.....	58
Tabela 3.3. Dados do grupo gerador a diesel	60
Tabela 3.4. Resultados do modelo.....	60
Tabela 3.5. Dados do grupo motor a diesel	67
Tabela 3.6. Validação do modelo	67
Tabela 4.1. Impostos e alíquotas percentuais aplicadas a equipamentos importados	92
Tabela 4.2 Preço do Watt-pico instalado.....	93
Tabela 5.1 Parâmetros de Simulação.....	100
Tabela 5.2 Parâmetros econômicos para a otimização do sistema.....	100
Tabela 5.3 Dados para a Simulação.....	101
Tabela 5.4. Configuração do parque termoeletrico	102
Tabela 5.5. Resultado da simulação do sistema a diesel	102
Tabela 5.6. Parâmetros do PSO	103
Tabela 5.7. Resultado da simulação e otimização do sistema, Cenário 1.	105
Tabela 5.8. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 1.	105
Tabela 5.9. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 1.....	106
Tabela 5.10. Resultado da simulação e otimização do sistema, Cenário 2.	111
Tabela 5.11. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 2.	112
Tabela 5.12. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 2.....	113
Tabela 5.13. Resultado da simulação e otimização do sistema, Cenário 3.	117
Tabela 5.14. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 3.	117
Tabela 5.15. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 3.....	118
Tabela 5.16. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 4.	121
Tabela 5.17. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 4.....	122
Tabela 5.18 Sensibilidade do custo da energia em relação ao custo do sistema fotovoltaico e Bateria.....	134

Lista de Abreviaturas e Siglas

AM	Distribuição espectral
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente contínua
CAC	Custo anualizado de capital do sistema
CAO&M	Custos anuais de Operação e manutenção
CAR	Custo anual de reposição dos componentes do sistema
CAS	Custo anual do sistema
CFR	Fator de recuperação de capital
COFINS	Financiamento da Seguridade Social
DPSP	Probabilidade de deficiência no fornecimento de energia
EENS	Valor esperado da energia não suprida
ESTOP	Estratégia de operação do sistema
FV	Fotovoltaico
HYBRID2	Modelo de simulação de Sistemas híbridos (A hybrid system simulation model)
HOGA	Otimização de sistemas híbridos através de algoritmos genéticos (Hybrid optimization by genetical algorithms)
HOMER	Modelo híbrido de otimização para fontes renováveis de energia (Hybrid optimization model for electric renewables)
I.I	Imposto de importação
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPi	Imposto sobre produtos industrializados
LCE	Custo nivelado de Energia
LPSP	Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga
MCI	Motor de combustão Interna
NOCT	Temperatura normal de funcionamento das células
ORC	Ciclo de Rankine orgânico
PIS	Contribuição para os Programas de Integração Social
SHGD	Sistema híbrido de geração distribuída
STC	Condição padrão de teste (standard test conditions)
VPL	Valor presente líquido

Lista de Símbolos

A_G	Coefficientes da curva de consumo em (litros/kWh)
A_m	Área do modulo (m^2)
Ah_{store}	Ampères hora acumulados na bateria
B_H	Componente direta da irradiação solar global (W/m^2)
B_{inc}	Irradiação horária sobre a superfície inclinada (W/m^2)
C_{EB}	Custo da energia do banco de baterias
C_{CI}	Custo de investimento inicial
C_{comb}	Custo do combustível
CE	Custo da energia
CF_i	Número de ciclos da bateria
C_N	Capacidade nominal da bateria (A-h)
C_{rep}	Custo de reposição do componente
C_{10}	Capacidade da bateria em regime de descarga de 10 horas
$C(t)$	Capacidade da bateria devida ao estado de trabalho
C_p	Calor específico em base molar ($kJ/Kmol-K$)
C_{pg}	Calor específico a pressão constante da mistura ($kJ/kg.K$)
D_H	Componente difusa da irradiação solar global (W/m^2)
D_{inc}	irradiação difusa na superfície inclinada (W/m^2)
d_n	Dia Juliano
DOD	Profundidade de Descarga
E_{anual}	Energia elétrica consumida no período de um ano
E_B	Energia de carga ou descarga da bateria
E_b	Capacidade da bateria em cada momento (kWh)
E_{bmin}	Energia mínima armazenada
E_{bmax}	Energia máxima armazenada
E_{Bn}	Capacidade nominal do banco de bateria (kWh).
E_{carga}	Energia da carga demandada
$E_{cicl_bat_ano}$	Energia ciclada das baterias em um período de um ano
E_{FV}	Energia fornecida pelo sistema fotovoltaico (kWh)
E_g	Energia gap (eV)
f	Taxa de inflação anual.

F_G	Taxa de consumo de combustível (litros/hora)
F_R	Consumo de combustível a carga parcial (L/h)
f_{rep}	Fator de reposição
G_{inc}	Irradiação global horária no plano inclinado (W/m^2)
G_H	Irradiação solar global no plano horizontal (W/m^2)
G_{ref}	Irradiação solar de referência (W/m^2)
G_{SC}	Constante solar ($1367 W/m^2$)
G_0	Radiação solar extraterrestre para uma superfície horizontal (W/m^2)
i	Taxa real de juros anual
i_{an}	Taxa de juros nominal
I_B	Corrente da bateria (A)
I_D	Corrente que atravessa o diodo (A)
I_L	Corrente gerada pela luz solar (A)
I_{mp}	Corrente de potência máxima (A)
I_O	Irradiação solar horária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal (kWh/m^2)
I_0	Corrente inversa máxima de saturação do diodo (A)
I_{RP}	Corrente dada pela resistência em paralelo (A)
I_{sc}	Corrente de curto circuito (A)
k_B	Constante de Boltzmann ($1,318 \times 10^{-23} J/K$)
K_D	Fração difusa da irradiação horizontal
K_T	Índice de claridade
k_1	Índice de anisotropia
\dot{m}_{comb}	Vazão mássica do combustível (kg/h)
m_f	Vazão mássica do fluido de trabalho (kg/s)
m_g	Vazão mássica dos gases de exaustão (kg/min)
N_B	Número de baterias
N_{bat_p}	Número de baterias em paralelo
N_{bat_s}	Número de baterias em serie.
N_{ciclos_eq}	Número de ciclos equivalentes carregar/descarregar as baterias
N_{comp}	Tempo entre reposições dos equipamentos
N_{porj}	Tempo de vida útil do projeto

N_{rem}	Tempo de vida útil remanescente do componente no final da vida útil do projeto
N_{rep}	Tempo de vida útil do equipamento
N_S	Número de células associadas em série no módulo
O&M	Custos de operação e manutenção
P_B	Potência de carga ou descarga do banco de baterias (W)
P_C	Potência crítica da carga
P_{carga}	Potência demandada pela carga (W)
PCI_{comb}	Poder calorífico inferior do combustível (MJ/kg)
PSH	Horas pico de sol
P_{nG}	Potência nominal do gerador diesel (kW)
P_{mp}	Potência máxima gerada (W)
P_{pico}	Potência pico da curva de carga (kW)
P_{pv}	Potência do gerador fotovoltaico (W)
q	Carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C)
Q	Carga gerada ou consumida (A-h)
\dot{Q}	Potência calorífica (kW)
Q_G	Energia recuperável dos gases de exaustão (kW)
R	Constante universal dos gases (kJ/kmol*K)
R_b	Resistência em série da bateria (ohm)
R_P	Resistência em paralelo (ohm)
R_s	Resistência em série (ohm)
S	Capital de reposição modificado
S_f	Fator de segurança para compensação de perdas
SOC	Estado de Carga da bateria
SSF	Fator que calcula o valor futuro dos componentes e do projeto
V_d	Tensão de descarga da bateria (V)
V_{bat}	Tensão da bateria (V)
V_{bi}	Tensão interna da bateria (V)
V_C	Tensão de carga da bateria (V)
V_{ec}	Tensão ao final da carga da bateria (V)
V_g	Tensão de gaseificação da bateria (V)
V_{SC}	Tensão de sobrecarga da bateria (V)

V_{mp}	Tensão de potência máxima (V)
$V_{n_{bat}}$	Tensão nominal da bateria (V)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto (V)
V_T	Potencial térmico (V)
T_{amb}	Temperatura ambiente (°C)
T_C	Temperatura absoluta da célula fotovoltaica (°C)
T_{Cref}	Temperatura de referência do módulo (°C)
T_g	Temperatura dos gases de exaustão (°C)
T_{gm}	Temperatura mínima de saída dos gases de exaustão (K)
T_{gpp}	Temperatura no ponto pinch
T_0	Temperatura do estado de referência (K)
\dot{W}	Trabalho por unidade de tempo (kW)
W_{neto}	Trabalho neto do ciclo (kW)
β_t	Coefficiente de variação da temperatura na potência.
ρ	Refletância difusa do solo
ρ_{comb}	Densidade do combustível (kg/m ³)
φ	Latitude do local (°)
δ	Declinação solar (°)
ω	Ângulo horário do tempo solar verdadeiro
ω_s	Ângulo horário do nascer do sol
θ_{ZS}	Ângulo de zênite
θ_S	Ângulo de incidência
α	Ângulo azimutal
β_{Voc}	Variação da temperatura na tensão (%/K)
μ_{ISC}	Variação da temperatura na corrente (%/K)
η_b	Eficiência isentrópica da bomba
η_C	Eficiência de carga e descarga da bateria
η_{ciclo}	Eficiência do ciclo
η_{inv}	Eficiência do inversor
η_{ref}	Eficiência nominal do painel em condições padrão
η_g	Eficiência instantânea do modulo fotovoltaico.
η_{gen}	Eficiência do gerador elétrico.
η_{gd}	Rendimento na conversão de energia do gerador a diesel

$\eta_{is,t}$	Eficiência isentrópica da turbina
η_R	Eficiência do regulador de carga
τ	Tempo de operação da bateria
ΔT	Variação da temperatura da bateria (K)
ref	Subscrito que indica condições de referência.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação do trabalho

Na atualidade alguns países em desenvolvimento contam com grandes áreas afastadas das redes de distribuição de energia elétrica e, portanto não interconectadas, produzindo assim uma diminuição na qualidade de vida da população que mora nestas localidades. O atendimento energético das mesmas está diretamente ligado à satisfação das necessidades básicas, tais como: aquecimento, cocção de alimentos, iluminação, bombeamento de água e outras formas de aplicação da energia elétrica, nas comunicações, educação e conservação de medicamentos e alimentos.

Devido aos altos custos que representam as extensões de linhas de distribuição e às dificuldades de transposição dos acidentes geográficos que se interpõem, em muitas localidades isoladas vêm sendo usado mini-redes de distribuição para o fornecimento de energia elétrica, onde o meio de geração mais comumente utilizado são grupos geradores, cujo combustível é de origem fóssil (óleo diesel e gasolina, principalmente). No entanto, este tipo de sistemas apresenta um alto custo operacional, em função do custo de aquisição e transporte de óleo diesel, além de apresentar problemas ambientais relacionados ao transporte do óleo diesel, a possíveis vazamentos, a emissão de gases poluentes e a geração de ruído.

No Brasil, grande parte dos geradores e consumidores está interconectado em um só sistema elétrico, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja existência permite aproveitar a complementaridade energética entre usinas de diferentes regiões. No entanto, há algumas localidades não conectadas ao SIN, que por sua localização geográfica tornaram inviável a construção de linhas de transmissão que as conectem ao SIN. É assim que no Brasil existem 234 sistemas isolados, encarregados de fornecer energia a consumidores localizados nos estados de Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso, bem como na ilha de Fernando de Noronha. A geração nesses Sistemas é predominantemente térmica, à base de óleo diesel e óleo combustível, e caracteriza-se pelo elevado número de pequenas unidades geradoras e pelas grandes dificuldades de logística de abastecimento [1].

Neste sentido, os sistemas que tem como fonte as energias renováveis são muito atraentes para aplicações energéticas em localidades isoladas, já que proporcionam energia sustentável e limpa. Para aumentar a confiabilidade do fornecimento de eletricidade e ter uma

continuidade no serviço, os sistemas híbridos apresentam uma melhor opção. Estes sistemas podem ser formados pela integração dos geradores a diesel com recursos de energias renováveis, como a solar fotovoltaica, proporcionando assim maior confiabilidade no sistema, além de maximizar seu desempenho e reduzir custos, devido ao fato da diminuição do consumo de combustível. O armazenamento de energia neste tipo de sistemas é importante para suprir situações de transientes de carga, onde a atuação do grupo gerador apresenta limitações técnicas.

Os geradores a diesel são compostos por um motor de combustão interna estacionário acoplado a um gerador de energia elétrica. Os motores de combustão interna liberam ao meio ambiente uma boa quantidade de energia térmica nos gases de exaustão, a qual pode ser recuperada de forma tal que a eficiência global de conversão de energia seja maior. Neste sentido o ciclo orgânico Rankine (ORC), pode ser apropriado para o aproveitamento e conversão da energia residual de media e baixa temperatura em energia elétrica. A utilização de um ciclo secundário de menor potência como o ORC para o aproveitamento da energia térmica contida nos gases de exaustão do motor de combustão interna, iria aumentar a produção de energia elétrica sem aumentar o consumo de combustível.

Tendo em vista o apresentado acima, a proposta desta tese é a otimização de um sistema híbrido que usa gerador diesel, solar fotovoltaico, baterias e um ciclo ORC para o aproveitamento da energia térmica dos gases de exaustão do motor. No dimensionamento do sistema híbrido pretende-se determinar, em função dos recursos disponíveis, a configuração ótima (distribuição ótimas das potências) que conduz à produção da energia com qualidade para alimentar a rede autônoma, contribuindo para a solução energética viável das zonas isoladas, assim como também pode beneficiar consumidores que precisam de qualidade de energia ou que querem gerar sua própria energia.

1.2 Objetivos

Objetivo Geral

Desenvolver um método que permita determinar a configuração ótima de sistemas híbridos a partir de gerador diesel, solar fotovoltaica, e ciclo orgânico Rankine (ORC) com armazenamento de energia elétrica, utilizando baterias de chumbo-ácido para localidades isoladas, assim como a aplicação da melhor estratégia de operação, visando minimizar o custo e manter um determinado nível de confiabilidade do sistema.

Objetivos Específicos

- Modelar os componentes do sistema, a partir de dados reais, como irradiação solar, temperatura, produção de energia pelos módulos fotovoltaicos e pelo gerador a diesel.
- Avaliar a recuperação de energia térmica através do ciclo Rankine orgânico em função das condições de operação do gerador diesel.
- Aplicar o algoritmo de otimização por nuvem de partículas (PSO) para a distribuição ótima das potências unitárias do sistema híbrido diesel-ORC/fotovoltaico, considerando os custos envolvidos e a estratégia de operação, visando minimizar os custos de geração de eletricidade.
- Avaliar a operação do sistema híbrido, por meio de simulações aplicadas a estudo de casos, a fim de identificar a produção de energia elétrica e o consumo de óleo diesel.

1.3 Contribuições e Relevância da pesquisa.

Estudos sobre otimização de sistemas híbridos com fontes renováveis vêm sendo objeto de pesquisa no mundo inteiro, apresentando diferentes configurações e aplicando diversas técnicas de otimização.

A contribuição deste trabalho consiste um método de otimização de um sistema híbrido diferente do apresentado na literatura, pois utiliza um Ciclo Orgânico Rankine (ORC) para o aproveitamento da energia dos gases de exaustão dos geradores a diesel com a finalidade de melhorar o desempenho do sistema.

Para a otimização do sistema híbrido foi utilizada a otimização por Nuvem de Partículas, sendo que no algoritmo foram modificados os pesos inerciais e as constantes de aceleração cognitiva e social em cada iteração, pois estas influenciam o movimento das partículas no espaço de busca, permitindo assim obter os melhores resultados.

O sistema fotovoltaico, as baterias e o Ciclo Orgânico Rankine foram incorporados a um parque termoelétrico existente, o qual possui unidades geradoras com potência nominal diferente, pelo que, as estratégias de operação foram modificadas a fim de incluir estes geradores, e assim, determinar o tempo de operação de cada uma das unidades geradoras.

Os trabalhos encontrados de sistemas híbridos que utilizam geradores a diesel utilizam a equação proposta por Skarstein e Uhlen (1989) para determinar o consumo de combustível. Enquanto, neste trabalho foram realizadas correlações de mínimos quadrados a partir de dados

de operação de geradores comerciais, que permitem determinar o consumo de combustível dos gerados a carga nominal e parcial.

1.4 Estrutura do trabalho

A tese foi organizada de acordo com a seguinte estrutura

No capítulo 1 apresentam-se uma introdução sobre o tema abordado, os objetivos propostos e é descrita a estrutura da tese.

No capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica, analisando o estado da arte do projeto ótimo de sistemas híbridos de geração de energia elétrica baseados com fontes solar fotovoltaica e gerador diesel, além do estado da arte do aproveitamento de energia térmica dos gases de exaustão dos motores de combustão interna, através de ciclo orgânico Rankine.

No capítulo 3 apresenta-se a modelagem matemática para o cálculo da irradiação solar horária no plano inclinado, apresentando-se também uma modelagem das tecnologias que compõe o sistema híbrido: painéis fotovoltaicos, gerador a diesel, baterias e o modelo termodinâmico do ciclo orgânico ORC. Também, é apresentada no final de cada seção do capítulo a programação de cada componente do sistema, e mostram-se os resultados obtidos mediante o modelo. Neste capítulo é também efetuada a validação do modelo do painel fotovoltaico, a bateria e o gerador diesel, com dados fornecidos pelos fabricantes, e o modelo do ORC com dados da literatura.

No capítulo 4 apresenta-se o cálculo matemático da capacidade do sistema híbrido, a análise de custos do sistema híbrido, o conceito de probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga e as estratégias de operação do sistema, com o objetivo de otimizar o mesmo, de forma a minimizar o custo de geração de energia elétrica. Uma breve revisão bibliográfica das técnicas matemáticas de otimização, incluindo a otimização por nuvem de partículas é apresentada. Indicam-se as características principais da técnica por nuvem de partículas, as quais foram utilizadas no desenvolvimento do presente trabalho. Tendo como função objetivo a minimização de custo de geração do sistema híbrido.

No capítulo 5 é apresentado o estudo de caso, a fim de se identificar a produção de energia elétrica, o consumo de óleo Diesel e o custo de produção de energia. Demonstra-se que o conhecimento dos dados geográficos, radiação solar e valores de demanda energética são de extrema relevância para o dimensionamento ótimo do sistema híbrido.

Finalmente, o capítulo 6 mostra-se as conclusões desta tese e sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se uma revisão bibliografia relacionada ao tema em estudo, o qual consiste em duas seções: a primeira seção é dedicada ao sistema híbrido de geração distribuída. Nesta seção são apresentadas as suas diferentes configurações, algumas questões importantes relacionadas com a concepção de sistemas de energia híbridos, estratégias de operação e otimização dos sistemas.

A segunda parte deste capítulo discute o aproveitamento da energia dissipada dos gases de exaustão do motor de combustão interna, através de um ciclo orgânico Rankine (ORC). Nesta seção apresenta-se uma breve introdução dos fundamentos teóricos do ORC e dos fluidos de trabalho. Será feita uma revisão bibliográfica dos principais estudos realizados neste tema.

2.1 Sistemas híbridos

Sistemas híbridos de produção de energia elétrica são sistemas que combinam várias tecnologias de geração de energia elétrica, de forma atender uma determinada demanda de energia elétrica. Estes sistemas são constituídos por fontes renováveis de energia, podendo ser integrados ou complementados por fontes convencionais, por exemplo, um gerador a diesel. Dessa forma geradores fotovoltaicos, eólicos, pequenas centrais hidroelétricas e outras fontes de energia elétrica podem ser adicionados para atender a demanda de locais geograficamente isolados da rede de distribuição de energia elétrica.

A configuração ótima de sistemas híbridos está condicionada à escolha correta dos recursos energéticos disponíveis no local da instalação do sistema. Além de fontes primárias de geração, os sistemas híbridos são compostos por outros subsistemas, os quais possuem finalidades específicas para o fornecimento, adequação, armazenamento e qualidade da energia fornecida como: o sistema de armazenamento do tipo mecânico, eletroquímico ou hidráulico; o sistema de condicionamento da potência (inversores, retificadores, reguladores de carga) e o sistema de regulação e controle.

Existem diversas configurações de sistemas híbridos, entre as quais destacam-se [2]:

- Sistema eólico-diesel;
- Sistema fotovoltaico-diesel;
- Sistema fotovoltaico-eólico-diesel;
- Sistema fotovoltaico-eólico;

- Sistema fotovoltaico-rede básica (sistema interligado).

Além de sistemas híbridos constituídos por energia solar fotovoltaica, eólica e gerador diesel, a literatura apresenta várias combinações de sistemas de conversão e armazenamento de energia, os quais têm grande potencial para proporcionar maior qualidade e confiabilidade do sistema. A Tabela 2.1 apresenta alguns dos sistemas híbridos reportados na literatura.

Tabela 2.1. Tipos de sistemas híbridos estudados na literatura

Sistema híbrido	Referencia
FV-eólica	[3]
Eólica- bateria-hidrogênio	[4]
Eólica-diesel	[5]
FV-eólica-bateria-diesel-FC-eletrolisador -hidrogênio	[6]
Eólica-FC-hidrogênio	[7]
FV- eólica-diesel	[8], [9]
Diesel-bateria	[10]
FV- eólica-hidrogênio-diesel	[11]
FV- diesel-bateria	[12], [13]
FV- eólica-hidrogênio-biomassa-biogás-diesel	[14]
Microturbina-FC	[15]
Diesel-FC	[16]
FV-eólica-bateria	[17]
FV-microturbina	[18]

2.1.1 Configurações do sistema híbrido de geração distribuída (SHGD)

Dentre as diferentes fontes primárias de geração de energia que podem ser integradas em um SHGD, neste estudo serão abordados sistemas híbridos que integram energia solar fotovoltaica e grupos geradores a combustível fóssil. O sistema é composto por um banco de baterias, como subsistema de armazenamento de energia, e equipamentos de acondicionamento de potência, como inversores de tensão, retificadores e reguladores de carga. A integração de fontes renováveis com geradores a combustível fóssil tem mostrado um alto grau de confiabilidade ao sistema, além de maximizar seu desempenho e diminuir os custos.

Os sistemas híbridos podem ser dispostos em duas configurações principais: com acoplamento no barramento de corrente alterna (c.a) e com acoplamento no barramento de corrente contínua (c.c), mas também configurações mistas, com acoplamento nos barramentos c.a e c.c.

Nos sistemas com acoplamento c.a, todas as fontes de geração de energia estão ligadas ao barramento c.a. Os componentes que geram em c.a, podem ser ligados diretamente ou através de um conversor c.a/c.a de modo a permitir o acoplamento estável dos componentes. Nesta configuração é utilizado um inversor principal bidirecional que controla o fornecimento de energia às cargas c.a e o carregamento das baterias, como mostrado na Figura 2.1. [19].

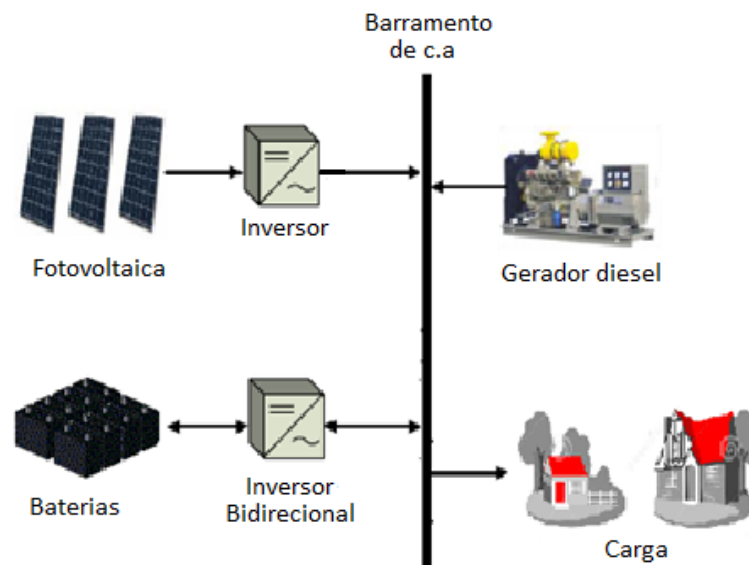


Figura 2.1. Configuração com acoplamento no barramento c.a.

Na configuração com acoplamento no barramento c.c (ver Figura 2.2), o gerador fotovoltaico é conectado através de um regulador de carga, e no caso do gerador diesel é necessária a utilização de um inversor c.a/c.c. A maior parte da energia gerada passa através das baterias, produzindo um incremento na ciclagem de carga-descarga, reduzindo a eficiência da bateria e seu tempo de vida útil. Outro aspecto é o fato de parte da energia gerada pelas fontes, passar pelo sistema de armazenamento, reduzindo a eficiência global do sistema [20].

Na configuração mista as fontes de energias renováveis e o banco de baterias são acoplados ao barramento c.c, porém o gerador a diesel é conectado ao barramento c.a. No meio dos dois barramentos há um inversor principal bidirecional, que controla o fornecimento de energia das cargas, como mostra a Figura 2.3. Uma das vantagens da configuração em paralelo é que as fontes de energia são ligadas de modo que os geradores podem fornecer a demanda à carga por separado.

Nesta configuração a potência de cada uma das fontes pode ser inferior à potência máxima a ser atendida pelo sistema. Porém, ela requer um sistema de controle mais complexo, para que os equipamentos possam operar em paralelo [20].

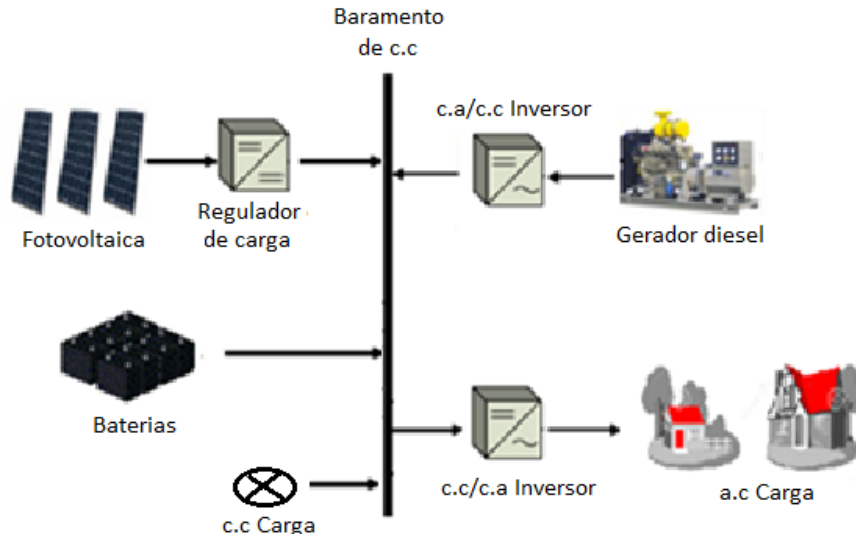


Figura 2.2. Configuração com acoplamento no barramento c.c.

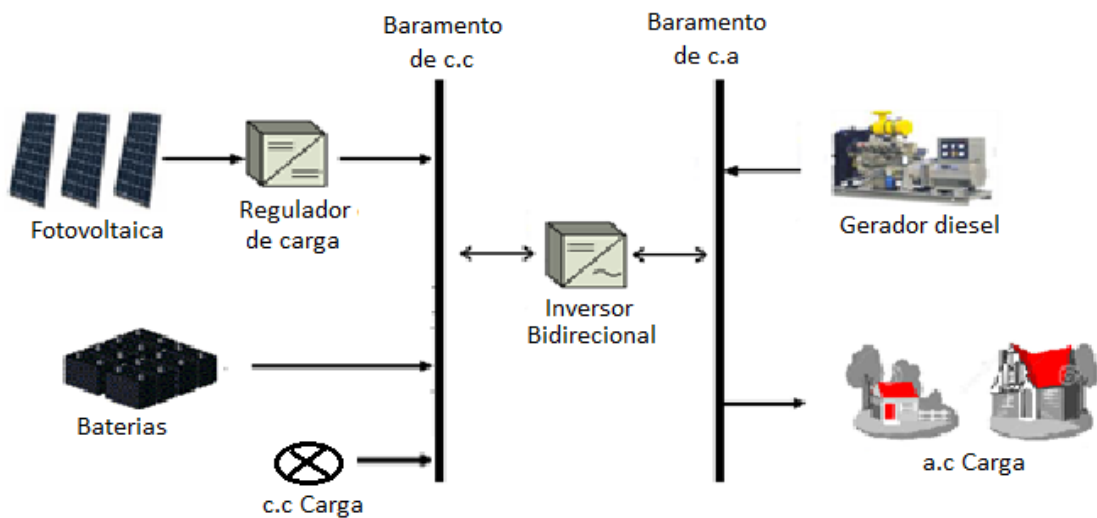


Figura 2.3. Configuração mista.

A escolha da configuração adequada para o sistema depende do tipo de fontes e das cargas que irão compor o mesmo. Quando há predominância de fontes de geração e cargas c.c., a configuração com acoplamento c.c. pode ser a mais indicada; se há predominância de fontes e cargas c.a., a configuração com acoplamento c.a. passa a ser a mais recomendada; e, se as fontes e cargas forem em c.c. e c.a., a configuração mista tende a ser a mais adequada [21].

2.1.2 Otimização de sistemas híbridos

A utilização de recursos energéticos renováveis de forma eficiente e economicamente viável depende do correto dimensionamento e da estratégica operacional do sistema. A otimização de um sistema híbrido garante plena utilização dos componentes do sistema e condições ótimas em relação aos aspectos econômicos e confiabilidade do sistema.

De acordo com Notton et al. [22], os requisitos de otimização de um sistema híbrido de geração de energia elétrica podem ser classificados de acordo com os componentes do sistema, e de acordo com diferentes parâmetros:

De acordo com os componentes do sistema:

- Modelagem individual de cada componente;
- Modelagem do sistema como um todo;
- Estratégia ótima de operação.

De acordo com diferentes parâmetros:

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

Dentre os requisitos de otimização do sistema híbrido a estratégia de operação ou despacho do sistema é determinante. Uma inadequada seleção da estratégia de operação pode acarretar em uso ineficiente dos componentes, aumentando os custos operacionais.

A dificuldade da definição de estratégia de operação varia dependendo dos módulos que compõem esse mesmo sistema. Em um sistema composto por módulos de produção de energia renovável e um sistema de armazenamento composto por baterias, a estratégia de despacho é simples, consistindo em carregar e descarregar as baterias. Agora, se o sistema conta com um gerador diesel, a complexidade do modo de operação aumenta.

A complexidade da estratégia de operação varia em função da natureza dos componentes. Por um lado o funcionamento do gerador diesel está limitado a uma potência mínima e máxima de trabalho, levando em consideração, que os custos marginais de geração e consumo de combustível diminuem com o aumento do fator de carga, devido ao aumento de eficiência do gerador. Por outro lado, em termos do banco de baterias é necessário ter em consideração várias restrições técnicas, em termos de corrente máxima admitida, estado de carga máximo e mínimo.

Ao longo dos anos este tema tem sido alvo de investigação. Gupta et al. [23] apresentaram um algoritmo de controle ótimo baseado em estratégias de despacho combinadas, tendo como objetivo principal minimizar os custos e reduzir a participação do gerador a diesel no processo

de geração de energia elétrica. As variáveis de controle neste sistema incluem: disponibilidade do recurso renovável, carga total, restrições operacionais do gerador diesel e gestão energética do banco de baterias. Cinco estratégias de despacho são consideradas: carga da bateria, descarga da bateria, o gerador diesel atendendo somente à carga, o gerador diesel atendendo à carga e carregando as baterias, e o gerador diesel operando em plena carga. Considera-se que o sistema de controle é capaz de estimar o estado de carga das baterias e a energia resultante em qualquer momento da simulação, de forma indicar a estratégia de despacho ideal.

Dursun e Kilic [24] apresentam diferentes estratégias de operação aplicadas a um sistema híbrido FV-eólico-célula a combustível, esta última atuando como fonte reserva. Os fatores de decisão das estratégias de operação são o nível de penetração das fontes renováveis e o estado de carga das baterias. As estratégias determinam basicamente como a célula a combustível e o banco de baterias irão operar em situações onde há excedentes de geração renovável ou déficit de energia renovável. A estratégia ideal é aquela que considera a alimentação do eletrolisador da célula sempre que há excedente de energia renovável, evitando sobrecargas nas baterias.

A otimização de sistemas híbridos de energia sugere uma estruturação dos mesmos, de forma a permitir a coordenação entre as diversas fases de execução, conhecer os valores de consumo e os recursos disponíveis dentro dos critérios definidos, sempre com o objetivo de atingir um resultado considerado ótimo. Existem vários critérios para estabelecer a configuração ótima de geração de energia com sistemas híbridos [7], [24]–[28], dentre os quais estão:

- Valor presente líquido (VPL). Esse valor inclui todos os custos de aquisição, reposição, de manutenção e operação, além dos custos de combustível consumido durante a vida útil do projeto, considerando os fluxos de caixa futuros no valor presente.
- Valor esperado da energia não suprida (EENS). É uma média probabilística que mede a quantidade de energia que não pode ser entregue ao usuário.
- Probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga (LPSP). É uma medida da confiabilidade do suprimento de energia pelo sistema híbrido.
- Probabilidade de deficiência no fornecimento de energia (DPSP). É a probabilidade do sistema híbrido não atender a demanda.
- Custo nivelado de Energia (LCE). É definido como o preço constante por unidade de energia que garanta a viabilidade econômica do sistema.

O objetivo principal da otimização de sistemas híbridos é determinar o equilíbrio entre os dois

últimos critérios, sendo necessária a simulação e modelagem dos diferentes componentes do sistema, de forma avaliar o desempenho do mesmo. A combinação dos componentes do sistema pode ser avaliada para determinar se ela atende a demanda. Se a estimativa de potencia destes componentes é precisa e suficiente, sua combinação pode fornecer energia elétrica a menor custo.

Khatib et al.[12] realizou a otimização de um sistema FV-diesel com baterias, levando em consideração a probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga (LPSP). O algoritmo de otimização considera as especificações do modulo fotovoltaico e do gerador diesel, além da bateria, para ao final determinar a melhor configuração econômica do sistema híbrido. Os resultados mostram que sistemas híbridos apresentam melhor viabilidade econômica do que os sistemas fotovoltaicos e a diesel separadamente.

2.1.2.1 Software de simulação e otimização de Sistemas Híbridos

Diversas ferramentas estão disponíveis, para o dimensionamento, simulação e otimização de sistemas híbridos de geração de energia elétrica. Dentre os softwares mais utilizados destacam-se o HOMER, Hybrid2, HOGA, entre outros.

- *HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables)* [30]

Diversos estudos de simulação e otimização de sistemas híbridos de geração de energia têm utilizado a ferramenta HOMER, desenvolvido por NREL (National Renewable Energy Laboratory). Esta ferramenta conta com uma ampla gama de componentes: gerador fotovoltaico, turbinas eólicas, baterias, turbinas hidráulicas, geradores (diesel, gasolina, biogás, combustíveis alternativos), micro turbinas, células de combustível, eletrolise, tanques de hidrogênio, flywheels, inversores bidirecionais e caldeiras. As cargas podem ser de diferentes tipos: c.a, c.c, bombeamento de água, refrigeração ou térmicas.

O HOMER é baseado em modelos de séries temporais de longo prazo. Esta ferramenta possui a capacidade de projetar tanto sistemas isolados como ligados à rede, através de qualquer combinação de sistemas de geração de energia. O programa compreende três tarefas principais:

- a. Simulação destinada a efetuar balanços energéticos para cada uma das 8760 horas do ano. Se o sistema for viável, HOMER estima o custo de ciclo de vida do sistema, levando em consideração o custo de capital, combustível, substituição de componentes, etc.

- b. Otimização, após simular todas as possíveis configurações do sistema, o programa escolhe, dentre todas as soluções viáveis, aquela que apresentam um menor custo de ciclo de vida.
- c. Análise de sensibilidade é uma das partes mais importantes do estudo, já que permite determinar quando uma solução continua sendo ótima dada certa variação no contorno do problema ou nos dados do problema. Esta análise consiste em determinar a sensibilidade do sistema em relação a alteração de alguns parâmetros.

- *HYBRID2 (Hybrid Power System Simulation Model)* [31]

O Hybrid2 foi desenvolvido pela Universidade de Massachusetts e NREL. Este software combina séries temporais e métodos probabilísticos. Consideram variações de carga e recursos entre intervalos de tempo que variam desde os dez minutos a uma hora. Para flutuações em intervalos de tempo inferiores, utiliza técnicas estatísticas. Leva em consideração variações em curto prazo para a produção eólica e para a carga, considerando que essas são distribuídas aleatoriamente através de distribuição gaussiana.

O modelo econômico utilizado pelo Hybrid2 é baseado no uso convencional do custo do ciclo de vida, tendo a opção de comparação paralela do sistema híbrido projetado com os custos de um sistema alimentado apenas por gerador diesel. Em termos de operação, o Hybrid2 combina mais de 180 possibilidades de despacho. As opções de despacho são baseadas em decisões relacionadas ao modo de funcionamento das baterias e geradores a diesel, se incluídos no sistema híbrido a dimensionar.

Esta ferramenta conta com: gerador fotovoltaico, turbinas eólicas, baterias, geradores a diesel, sistemas de potência e dados de recursos naturais (temperatura, radiação solar e velocidade do vento).

- *HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms)* [32]

É um programa de simulação e otimização desenvolvido em C++ pela Universidade de Zaragoza, para sistemas híbridos renováveis de geração de energia elétrica (c.c e/ou c.a) e/ou hidrogênio. O programa permite simular e otimizar sistemas isolados de qualquer tamanho (consumos de Wh, MWh ou GWh diários), assim como também sistemas conectados à rede.

O programa além de realizar a otimização econômica (mono-objetivo), também permite a multi-objetivo, onde não só procura minimizar os custos, mas também minimizar outras variáveis simultâneas que o usuário seleciona (emissões de CO₂ e/ou energia não fornecida).

Com a otimização multi-objetivo, o programa oferece uma ampla gama de soluções, uma com melhor comportamento em termos de emissões ou energia não fornecida, outras com melhor comportamento em termos de custos.

Os componentes que podem compor o sistema híbrido são: gerador fotovoltaico, turbinas eólicas, baterias, turbinas hidráulicas, geradores c.a, micro turbinas, células a combustível, eletrolise, tanques de hidrogênio, regulador de carga das baterias, inversores (conversor c.c/c.a) e retificador (conversor a.c/d.c). As cargas podem ser de diferentes tipos: ac, dc, bombeamento de água e hidrogênio.

HOGA usa algoritmos genéticos para realizar a otimização dos componentes do sistema (algoritmo genético principal), e da estratégia de controle (algoritmo genético secundário). Os algoritmos genéticos permitem obter soluções satisfatórias, quando são aplicados a problemas com um elevado nível de complexidade, e com baixo tempo de cálculo.

Vários estudos de sistemas híbridos renováveis de geração de energia têm sido apresentados na literatura, utilizando softwares comerciais para desenvolver projetos com melhor desempenho. Shaahid e Elhadidy [33] usaram a ferramenta HOMER para a otimização de custos do sistema FV-Diesel-Bateria, utilizado para fornecer energia a um shopping. O sistema híbrido reduz o consumo de combustível em 27%. Shaahid e El-Amin [34] usaram HOMER para o dimensionamento ótimo de um sistema híbrido FV-Diesel-Bateria, para o fornecimento de energia a uma aldeia isolada na Arábia Saudita. O estudo analisou o efeito do uso de FV/bateria no custo da energia elétrica, a carga não atendida, o excesso de geração de eletricidade, a porcentagem de economia de combustível e redução das emissões de carbono. Os resultados mostraram que a combinação ideal é o FV-Diesel-Bateria, em vez do diesel ou somente FV-diesel. A porcentagem de economia de combustível através de um sistema híbrido de energia FV-diesel-bateria foi inferior a 27%. Além disso, as emissões de carbono diminuíram em 24% em comparação com o uso só do gerador diesel.

Hoque et al. [8] analisaram diferentes parâmetros de desempenho, tais como viabilidade, sensibilidade, custo e sustentabilidade para um sistema híbrido FV-diesel-eólico utilizando o programa HOMER. Demonstraram um bom funcionamento do sistema, produzindo um excedente de energia de 5%. Rehman e Al-Hadhrami [35] estudaram a incorporação de um sistema fotovoltaico com bateria a um sistema de geradores a diesel existente. Foi utilizando o programa HOMER para otimizar o sistema. Os resultados mostraram que ao fornecer 21% de energia com o sistema fotovoltaico à carga e o restante com o gerador diesel, obtém-se uma

redução nos custos de manutenção e combustível, além de uma diminuição das emissões de gases de efeito estufa. Esta configuração apresentou menos excedentes de energia que outras configurações.

Erdinc e Uzunoglu [36] apresentaram uma análise detalhada sobre técnicas de otimização aplicadas ao dimensionamento de sistemas híbridos com fontes renováveis de energia. São apresentados programas comercialmente disponíveis como o HOMER, o HYBRID2, entre outros. São descritas técnicas de otimização, como algoritmos genéticos, otimização por nuvem de partículas e arrefecimento simulado, e também introduz técnicas possivelmente promissoras para aplicações futuras, como o algoritmo de colônia de formigas e sistemas imunológicos artificiais. As conclusões indicam que a escolha da técnica mais adequada varia de acordo com o tipo de aplicação e das necessidades do usuário.

Dufo-Lopez e Bernal-Agustin [13] desenvolveram o programa iHOGA (Otimização de sistema híbrido através de Algoritmos genéticos), para definir a configuração ótima de um sistema FV-diesel. Compararam os resultados do sistema híbrido FV-diesel com sistemas exclusivamente FV e exclusivamente diesel, concluíram que o sistema híbrido FV- diesel apresentou melhor viabilidade econômica.

2.1.2.2 Algoritmos usados na otimização de Sistemas Híbridos

São diversas as técnicas de otimização que podem ser adotadas para o projeto de sistemas híbridos de geração de energia isolados ou conectados à rede, e que atualmente são abordados na literatura, dentre as quais são citadas: Simulated Annealing, Tabu Search (Busca Tabu), Evolutionary Algorithm (Algoritmos Evolucionários), Genetic Algorithm (Algoritmos Genéticos), Swarm Intelligence, Particle Swarm Optimisation (Otimização por Nuvem de Partículas), e Ant Colony (Colônia de formigas).

O algoritmo genético foi aplicado por Yang et al. [37] para encontrar um modelo para o projeto ótimo de energia solar e eólica, onde a carga é suprida e os custos anualizados são minimizados, enquanto satisfaz a probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga (LPSP). No processo de otimização cinco variáveis de decisão são aplicadas: ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos; número de turbinas eólicas; número de módulos FV; altura de instalação da turbina eólica e a capacidade de armazenamento do banco de baterias. Senjyu et al [38] usaram algoritmos genéticos para o projeto de um sistema híbrido FV-eólica-bateria-diesel em Ilhas Japonesas. Os resultados mostraram que o sistema híbrido reduz

o custo em 10% em comparação com o uso de geradores a diesel.

Katsigiannis et al. [39] propõem um método de otimização utilizando algoritmos genéticos binários para um sistema híbrido, composto por módulos FV, eólica, gerador diesel, gerador utilizando biodiesel, célula a combustível e baterias. O método contempla o dimensionamento do sistema e estratégia de operação adotada, apresentando como resultado a melhor configuração do sistema. Os resultados mostraram que não é necessário usar o sistema fotovoltaico, obtendo-se assim, o melhor preço da energia e o seguimento de carga como uma melhor estratégia de operação. No método foram consideradas as estratégias de seguimento de carga e o ciclo de carga das baterias.

Em outra abordagem Lotfit et al. [9] apresentam a otimização econômica do sistema solar-eólica-diesel, utilizando algoritmos evolucionários baseados no comportamento sócio-político (ICA), nuvem de partículas e colônia de formigas. No desenvolvimento dos algoritmos utilizaram duas restrições: energia produzida pelo sistema maior que a exigida pela carga e o estado de carga do banco de baterias limitado pelo SOC_{min} e SOC_{max} , além de avaliar a confiabilidade de atendimento, quantificado em função da probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga. A fim de obter o menor custo global do sistema e a melhor combinação. Os resultados mostraram que o algoritmo baseado no comportamento sócio-político é mais rápido e preciso, em comparação com os algoritmos de nuvem de partículas e colônia de formigas.

Hammed et al. [40] apresentaram um método de dimensionamento ótimo de sistemas híbridos FV-eólico-baterias utilizando o algoritmo de otimização por nuvem 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 no fornecimento de energia à carga, que deve ser igual zero. O método proposto é comparado a outras três técnicas: balanço de energia; gradiente e nuvem de partículas tradicional. Resultados indicam que o método proposto apresenta dimensionamento com menor custo total, com valores inferiores aos obtidos nos métodos de balanço de energia e de nuvem de partículas tradicional, e muito próximos aos obtidos no método do gradiente, porém, este último apresenta tempos de processamento computacional maiores.

Uma limitação dos estudos anteriores é que todas essas ferramentas de otimização estão baseadas num único objetivo, a minimização do custo, sendo os demais objetivos

considerados como restrições. No entanto, a concepção de sistemas híbridos de energia é um problema multi-objetivo, porém, mais recentemente foram propostas técnicas para obter soluções, onde dois ou mais objetivos, conflitantes entre si, devem ter suas soluções satisfeitas.

Dufo-Lopez e Bernal-Agustin [25] propõem um método de otimização multi-objetivo de um sistema FV-eólico-diesel-hidrogênio-bateria com aplicação de algoritmo evolucionário “Strengt Pareto”, onde o dimensionamento do sistema e a estratégia de operação são otimizados com o objetivo de minimizar os custos globais do sistema, a emissão de poluentes e a carga não atendida. O processamento resultou em uma frente de Pareto de 35 soluções a partir da qual, o projetista pode escolher a configuração que seja mais adequada as suas necessidades.

EmSharafi e ELMekawy [6] apresentam a otimização multi-objetivo do sistema híbrido composto por módulos FV, eólica, gerador diesel, célula a combustível, baterias, eletrolisador e tanque de hidrogênio, utilizando o método ϵ -restrição, o qual é um método simples de otimização multi-objetivo. Neste método, um objetivo é escolhido para ser otimizado e os restantes objetivos são considerados como restrições ligadas por determinados níveis alvo. O custo total é a função objetivo, e o déficit de energia e as emissões de poluentes são as restrições. Para encontrar a melhor solução ao problema foi usada a técnica de otimização por nuvem de partículas. Com os resultados obtidos pelo método proposto, é possível escolher a configuração que seja mais adequada do consumidor, se custo mínimo e o mínimo de emissões com o maior déficit de energia, se o custo mínimo e o mínimo déficit de energia com maiores emissões, ou valores intermédios.

De acordo com a literatura, constata-se que diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos no sentido de apresentar a configuração ótima dos diferentes sistemas híbridos, em termos econômicos e de confiabilidade. Este trabalho complementa os estudos realizados por outros autores, pois tem objetivo de aproveitar as fontes renováveis de energia ao menor custo possível, porém os demais trabalhos utilizam o gerador a diesel como fonte complementar não considerando o aproveitamento de gases de exaustão do gerador. Este trabalho visa analisar o aproveitamento destes gases no rendimento ou desempenho do sistema.

Os diferentes softwares comerciais (HOMER, iHOGA, etc.) oferecem diversos componentes que podem constituir o sistema híbrido, mas não oferecem o ciclo orgânico Rankine.

2.2 Recuperação da energia dos gases de exaustão de motores de combustão interna (MCI).

O motor de combustão interna é utilizado na geração de energia elétrica desde pequenos grupos geradores até motores de grande porte que acionam geradores de vários megawatts.

Existem dois tipos básicos de motores de combustão interna: os motores Otto e Diesel. A diferença básica entre o ciclo Otto e o Diesel está na forma como ocorre a combustão. No ciclo Diesel, a combustão se dá pela compressão do combustível na câmara de combustão, enquanto no ciclo Otto a combustão ocorre pela explosão do combustível através de uma centelha.

Nos motores de combustão interna cerca de 30% a 40% da energia do combustível é convertida em trabalho, o resto da energia é rejeitada ao meio ambiente através dos gases de exaustão e em forma de calor no sistema de refrigeração. Os gases de escape podem ter temperaturas entre 450 e 600 °C [41]. Na Figura 2.4 é apresentada uma distribuição típica dos fluxos de energia nos motores de combustão interna.

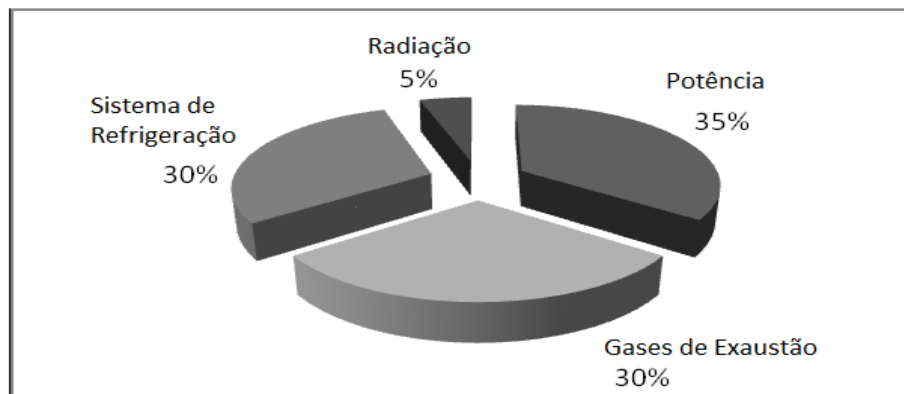


Figura 2.4. Distribuição da energia nos motores de combustão interna [41].

Se a energia térmica proveniente de gases de exaustão do motor de combustão interna for recuperada e utilizada, pode-se obter ganhos significativos na eficiência do motor a diesel. Entre as tecnologias de recuperação de calor residual existentes, o Ciclo de Rankine Orgânico (ORC) é uma boa opção, já que se adaptam bem a focos térmicos de média e baixa temperatura, pois o fluido de trabalho se adapta melhor do que a água a fontes de calor de menor temperatura [42].

2.2.1 Ciclo de Rankine Orgânico

O ciclo de Rankine orgânico (“Organic Rankine cycle” – ORC) é um ciclo promissor de conversão de energia térmica de baixa e média temperatura em eletricidade. O princípio de funcionamento básico deste ciclo é semelhante ao ciclo convencional Rankine a vapor, constituído por quatro processos, como mostra Figura 2.5:

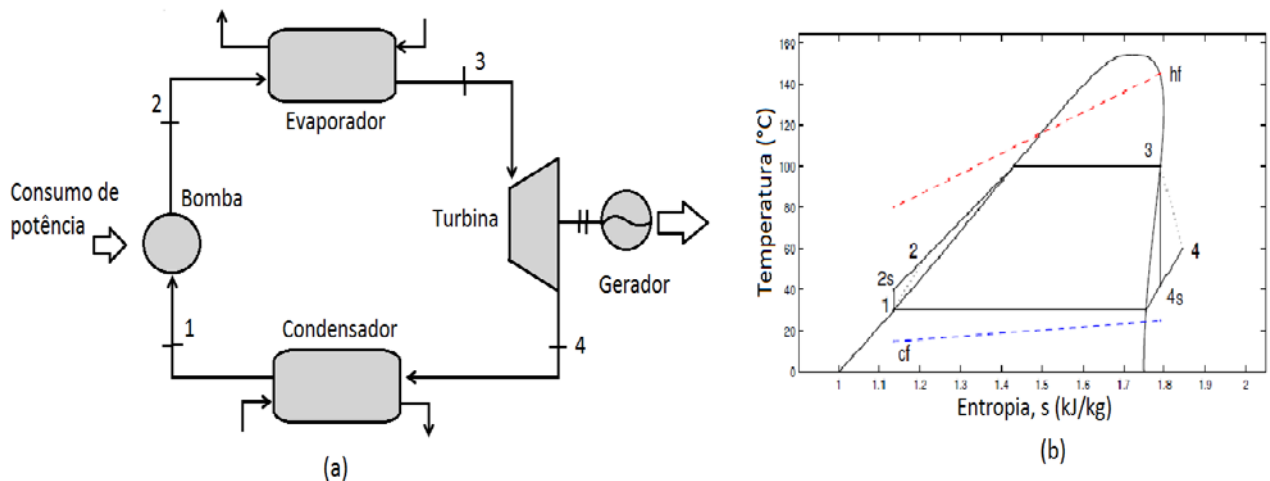


Figura 2.5. (a) Ciclo Rankine Orgânico (b) Diagrama T-S típico do ORC [43]

- O processo de 1 a 2s representa a compressão isentrópica do fluido de trabalho, do nível de baixa pressão para alta pressão. No entanto, como as irreversibilidades que ocorrem em uma bomba real não são desprezíveis, o estado real do fluido de trabalho após a bomba é representado por 2.
- O processo de 2 a 3 representa a evaporação do fluido por transferência de calor de um foco quente, é efetuada a pressão constante, ou seja, sem perda de carga no evaporador. Este processo pode ser dividido em três zonas: pré-aquecimento, evaporação e, se necessário, sobreaquecimento.
- O processo de 3 a 4s representa a expansão isentrópica de vapor através da turbina, em que o fluido atinge novamente o nível de baixa pressão. No entanto, como as irreversibilidades que ocorrem em uma turbina real não são desprezíveis, o estado real do fluido de trabalho após a expansão é representado por 4.
- O processo de 4 a 1 representa o resfriamento e a condensação do fluido por um foco frio até alcançar as condições iniciais do ciclo.

O ciclo Rankine orgânico utiliza fluido orgânico ao invés de usar água como fluido de trabalho. A utilização de fluidos orgânicos possibilita o uso de fontes de calor de baixa temperatura [44].

Da mesma forma que o ciclo Rankine de vapor, o ORC pode ser também um ciclo supercrítico. Algumas pesquisas propõem a utilização deste tipo de ciclo para reduzir as irreversibilidades no processo de evaporação do fluido de trabalho, ao reduzir a diferença de temperatura entre o fluido e a fonte de calor. O ciclo de Rankine supercrítico mostra-se mais vantajoso do ponto de vista de eficiência termodinâmica. Entretanto a operação a pressão e temperatura acima do ponto crítico podem resultar em problemas operacionais pela degradação do fluido de trabalho e formação de gotículas de líquido durante a expansão do vapor na turbina (Figura 2.6), diminuindo o rendimento do ciclo [45].

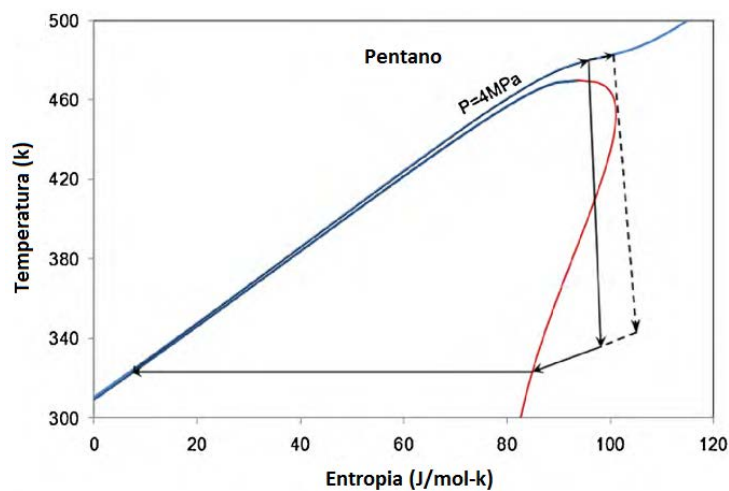


Figura 2.6. Diagrama T-S do ciclo ORC supercrítico. Chen et al. [45].

Como mencionado anteriormente, o Ciclo Rankine Orgânico pode ser avaliado, como um ciclo Rankine convencional, distinguindo-se deste apenas no fluido de trabalho utilizado. No entanto, apesar da semelhança na configuração, o ORC apresenta vantagens e desvantagens com relação ao Ciclo de Rankine convencional. Algumas delas são [46]–[48]:

Vantagens

- A baixa temperatura de ebulição dos fluidos orgânicos possibilita a recuperação de calor à baixa temperatura;
- Não há erosão nas pás da turbina, devido à ausência de umidade nos estágios finais deste equipamento;
- No ciclo Rankine convencional, a razão de expansão e a variação de entalpia na turbina são elevadas, o que implica o uso de turbinas de múltiplos estágios. No ORC a queda entálpica é consideravelmente pequena, possibilitando a implementação de turbinas de simples ou dois estágios;

- A baixa rotação da turbina ORC permite o acoplamento direto com o gerador elétrico, sem redutor de velocidade, tornando a construção menos complexa;
- Não há necessidade de sistemas de tratamento de água;
- Procedimento simples de partida e parada;
- Baixos custos de operação e manutenção.

Desvantagens

- Baixa estabilidade química do fluido de trabalho;
- Fluidos de trabalho tóxicos e inflamáveis;
- Menor eficiência do ciclo (em grande escala);
- Altos custos do fluido de trabalho.

Uma das principais vantagens dos ciclos ORC, é que, estão desenvolvidos para o aproveitamento de fontes de energia térmica com baixas temperaturas. Os sistemas ORC são, portanto, tecnicamente adequado para a recuperação de energia térmica de fontes tais como:

- Instalações geotérmicas;
- Combustão de biomassa;
- Energia solar;
- Combustão de biogás;
- Efluentes térmicos industriais;
- Resíduos sólidos urbanos;
- Recuperação de calor rejeitado em outras máquinas motrizes (motores de combustão interna, turbinas a gás, células de combustível, etc.);
- Sistemas de dessalinização;
- Sistemas de conversão da energia térmica dos oceanos.

2.2.2 Fluidos Orgânicos

O fluido de trabalho em um ORC é considerado como um dos componentes fundamentais, uma vez que suas características termodinâmicas influenciam consideravelmente na eficiência global do ciclo. Os fluidos orgânicos podem ser classificados como fluidos secos, isentrópicos e úmidos, dependendo se a variação da temperatura em relação à entropia (dT/dS) é positiva, infinita ou negativa. A Figura 2.7, apresenta diagramas T-s dos fluidos em questão.

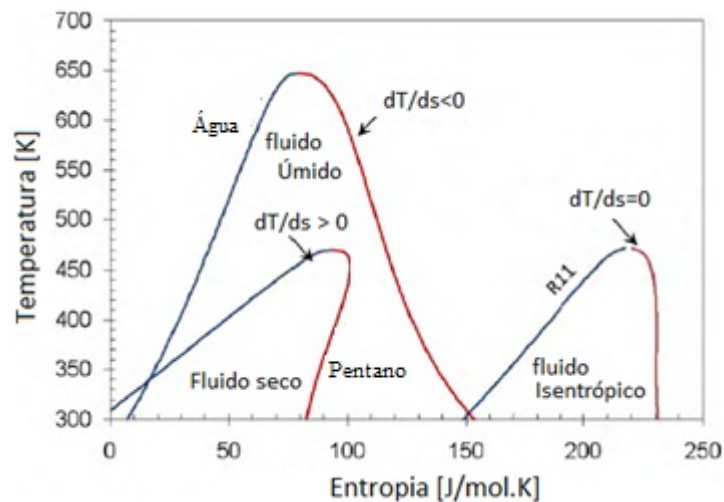


Figura 2.7. Curvas dos distintos fluidos orgânicos [45]

Chen et al. [45] utilizaram diagramas T-s para analisar o efeito da inclinação da curva de saturação de vapor para diferentes fluidos. Dado que o valor de dT/ds para fluidos isentrópicos tende para infinito, o inverso da tangente da curva ($\xi = ds/dT$) é utilizado para quantificar quão “seco” ou “úmido” um fluido é. Se ξ é maior que zero, o fluido é classificado como um fluido seco, isto significa que no processo de expansão isentrópica na turbina termina na zona de vapor superaquecido. Se ξ é próximo de zero, o fluido é isentrópico, isto significa que o processo de expansão isentrópica tem lugar ao longo da curva de saturação ou em paralelo, o que significa que o vapor saturado na entrada da turbina permanece saturado até que se atinja a saída da mesma. Se ξ é menor do que zero, o fluido é úmido, a expansão ocorre na zona de vapor saturado, sendo necessário efetuar o sobreaquecimento do fluido na entrada da turbina a fim de evitar possíveis danos ao equipamento, como ocorre nos ciclos Rankine a Vapor que são movidos a água.

Os fluidos orgânicos considerados secos e isentrópicos não atingem a saturação após a expansão na turbina, ao contrario do que ocorre com os fluidos designados como úmidos. Desta forma, os primeiros são mais adequados a aplicações com base em ORC, pois não é necessário superaquecer o fluido para eliminar o problema gotículas ao final da passagem de vapor pela turbina [49].

Seleção do fluido orgânico

A escolha do fluido de trabalho está relacionada com as suas propriedades termodinâmicas, que por sua vez afetam o rendimento do ciclo, e com o impacto no meio ambiente. Algumas das características relevantes que devem ser consideradas na seleção do fluido são [47]:

1. Desempenho termodinâmico: O rendimento e/ou potência na turbina deve ser a maior possível para as temperaturas dadas da fonte quente e do dissipador do calor. Isto geralmente envolve o ponto crítico do fluido, entalpia de mudança de fase (maior entalpia proporciona maior eficiência de recuperação de calor).
2. Alta massa específica de vapor: este parâmetro é fundamental, especialmente para os fluidos com uma baixa pressão de condensação (por exemplo, óleos de siloxanos). Baixa massa específica leva a uma taxa de volume de fluxo maior, o que conduz à necessidade de trocadores de calor de grandes dimensões.
3. Baixa viscosidade: baixa viscosidade tanto na fase líquida como de vapor leva a elevados coeficientes de transferência de calor e baixas perdas por atrito nos trocadores de calor.
4. Pressões aceitáveis: tal como acontece com a água, elevadas pressões levam normalmente ao aumento dos custos de investimento e complexidade crescente. A pressão do vapor à temperatura de condensação deve ser acima da pressão atmosférica para prevenir a entrada de ar no sistema.
5. Estabilidade a elevadas temperaturas: os fluidos orgânicos geralmente sofrem degradação química e decomposição a altas temperaturas, ao contrário do que acontece com a água. A temperatura máxima da fonte de calor a que vai ser usada é, portanto limitada pela estabilidade química do fluido de trabalho.
6. O ponto de fusão deve ser inferior à temperatura ambiente, para evitar o congelamento do fluido de trabalho.
7. Baixo impacto ambiental e alto nível de segurança: Levar em consideração o potencial de destruição da camada de ozônio, o potencial do efeito de estufa, a toxicidade e a inflamabilidade.
8. Disponibilidade e baixo custo. O fluido a ser empregado no Ciclo Rankine Orgânico deve estar disponível no mercado para ser adquirido com facilidade e baixo custo. Compostos que apresentam problemas com disponibilidade dificultam sua aplicação no ciclo.

2.2.3 Recuperação de energia térmica residual usando ORC

Os motores de combustão interna liberam no meio ambiente cerca de 60 a 70% da energia química do combustível em forma de calor, sendo apenas a fração restante transformada em energia mecânica. Por esta razão, esforços para encontrar soluções para recuperar parte dessa energia térmica (disponível principalmente nos gases de exaustão e da água de refrigeração)

para produção de energia mecânica têm sido realizados desde a crise energética na década de 70, onde surgiu o primeiro estudo da integração de um ciclo Rankine ao motor de combustão interna [50].

Os motores de combustão interna são adequados para a produção de eletricidade em um amplo campo de aplicações, tais como geração em áreas afastadas, unidades de backup e de emergência, usinas de energia e unidades de cogeração. Os tamanhos dos motores utilizados, nestes casos, são muitas vezes de médio porte (a partir de 50 kW a 3000 kW), e que normalmente operam a sua potência nominal a maior parte do tempo. Por esta razão é possível o aproveitamento de energia térmica rejeitada, em especial a proveniente dos gases de exaustão, pois o sistema não apresenta flutuações em sua operação. Nesse sentido, têm surgido estudos na utilização de ciclos termodinâmicos de geração de potência como ORC, para o aproveitamento dessa energia. O uso do ciclo Rankine orgânico na recuperação da energia térmica residual oferece vantagens significativas em relação a outros sistemas de recuperação. De acordo com Weerasinghe et al. [51] o aproveitamento da energia térmica residual de um motor de combustão interna através de um ciclo Rankine, oferece uma economia de combustível de até 9%, em comparação com 6,5% utilizando a técnica turbo-compounding (sistema baseado na colocação de uma turbina adicional na linha de escape para geração de energia mecânica). Além disso, a energia produzida pelo sistema integrado (MCI-ORC) pode incrementar até 12%, aproveitando a energia térmica contida nos gases de exaustão [52].

A maioria das pesquisas está limitada para configurações do ORC simples, observando que apresentam um bom desempenho em aplicações com MCI, melhorando a eficiência de conversão e apresenta da redução das emissões [53]. Entretanto o ciclo simples só permite aproveitar parte da energia térmica rejeitada pelo motor.

Vaja e Gambarotta [54], estudaram o acoplamento de um ciclo ORC a um motor de combustão interna de potência de 2978 kW. Na análise termodinâmica foram utilizados três fluidos diferentes, benzeno, R134a e R11, e três configurações diferentes para o ORC: um ciclo simples, um ciclo com pré-aquecedor que utiliza a energia térmica fornecida pelo sistema de refrigeração para pré-aquecer o fluido de trabalho, e um ciclo de regeneração para o aproveitamento dos gases de exaustão do motor. A análise concluiu que tanto a configuração com regeneração como a com pré-aquecedor apresentaram melhor desempenho dos sistemas, com uma melhoria de 12% na eficiência térmica. É interessante notar que as

duas configurações são equivalentes em termos de eficiência, mas a configuração com pré-aquecedor permite aproveitar tanto a energia dos gases de exaustão como a energia do sistema de refrigeração, o que significa que há uma maior recuperação de energia do motor.

ORC com pré-aquecedor permite aproveitar a maior parte da energia térmica do MCI, YuG, et al.[55] analisaram o potencial de recuperação da energia térmica desperdiçada, produzida por um motor a Diesel usado como gerador para produção elétrica. Foram usadas duas fontes de calor, conectados ao ciclo através de permutadores. A energia térmica, contida nos gases de exaustão, é usada para evaporar o fluido de trabalho. A água de refrigeração que atravessa o bloco do motor é usada para pré-aquecer o fluido antes do processo de evaporação. Os autores concluem que o sistema permite um aumento na eficiência térmica de até 6,1%, recuperando entre 66,7-81,6% da energia contida nos gases de exaustão. Observou-se que as maiores perdas no processo correspondem ao evaporador e condensador.

Para o aproveitamento da energia térmica residual dos motores de combustão interna baseado em ORC, a seleção do fluido de trabalho é um fator essencial que afeta, tanto o desempenho quanto o custo do sistema. Frequentemente a seleção é feita com base em estudos comparativos, confrontando um número de fluidos para uma ou mais configurações e condições de operação. Os fluidos orgânicos R245fa, R245ca, R141b e R123, têm sido referenciados como uma opção viável para este tipo de ciclos na recuperação de energia térmica em MCI, já que apresentam alta eficiência térmica e o menor custo de produção de eletricidade. [43], [56].

O uso de Alcanos como fluido de trabalho do ORC também tem sido analisado, devido à suas excelentes características termo físicas e ambientais, para a aplicação em questão. Shu et al. [57] avaliaram o desempenho de 10 compostos Alcanos como fluidos de trabalho utilizando vários indicadores: eficiência térmica, fator de destruição de exergia, fator de tamanho da turbina, relação de fluxo volumétrico da turbina e potência líquida por unidade de vazão mássico dos gases de exaustão. De acordo com os indicadores avaliados, os fluidos alcanos cicloexano e ciclopentano são os mais adequados para aplicações diesel-ORC. Usando o ciclopentano como fluido de trabalho no ORC, foi obtido um acréscimo de aproximadamente 10% na potência elétrica do sistema.

Dentro da categoria dos fluidos orgânicos, alguns deles permitem obter uma maior eficiência térmica do ciclo. No entanto, do ponto de vista ambiental, pode-se abdicar de um rendimento mais elevado, a fim de usar um fluido que cause menores impactos ambientais e a saúde

humana. Nesse sentido o mais indicado pela literatura tem sido o fluido orgânico R245fa. A tabela 2.2 mostra um resumo de alguns trabalhos publicados com informação sobre vários fluidos de trabalho usados no ORC na aplicação de aproveitamento de energia residual do MCI.

Tabela 2.2. Trabalhos considerados mais relevantes efetuados na aplicação de um ORC a um MCI

Autores	Fontes de energia	Fluidos considerados	Fluidos recomendados	Cond.	Evap.
Vaja e Gambarotta[54]	Exaustão e Refrigeração	R134a, R11, Benzeno	Benzeno	35 °C	80-220 °C
Tian et al [56]	Exaustão	R141b, R123, R245fa, R717, R600, R152a, R124, R134a, R290, R32, R1270, R1234yf	R245fa, R141b e R123	30 °C	250 °C
Srinivasan et al [53]	Exaustão	R113	R113	30 °C	180 °C
Yu G, et al[55]	Exaustão e Refrigeração	R245fa	R245fa	---	25 -33 bar
Wang et al [43]	Exaustão	R141b, R123, R245fa, R245ca, R236ea, R114, R113, R11, Butano Pentano, hexanoHeptano, octano nonano, decano, Isopentano, isohehexano, Ciclopentano e Cicloexano	R245fa e R245ca	27 – 87 °C	0,2 – 2 MPa
Shu et al. [57]	Exaustão	Isopentano, isohehexano, Ciclopentano e Cicloexano	Ciclopentano e Cicloexano	60 °C	Temperatura de acordo com as características do fluido
Jung et al.[58]	Exaustão	R134a, R245fa, R1234yf, água, etanol	R245fa	30-100 °C	Temperatura de acordo com as características do fluido
Ganjehkaviri e Jaafar[59]	Exaustão e Refrigeração	R123, R134a, R124, R11, R12, R143a, R113, R125, R141b	R123	50-300 kPa	1-2,5 MPa
Tahani et al. [60]	Exaustão e Refrigeração	R134a, R123 e R245fa	R123	35 °C	153 °C

Para o aproveitamento da energia térmica dos gases do motor de combustão interna deve-se leva em consideração o efeito da contrapressão. Pois uma contrapressão excessiva no sistema de escape faz com que boa quantidade dos gases acabe não saindo dos cilindros. Isso aumenta a temperatura do motor, reduz a potência e o desempenho, além de aumentar o consumo. A quantidade de perda de potência depende de muitos fatores, mas uma boa regra é que uma polegada (25,4 mm) de mercúrio de contrapressão causa cerca de 1,0% perda de potência máxima do motor [61]. Para o presente trabalho o efeito da contrapressão não será levado em consideração.

Com base na revisão bibliográfica apresentada, conclui-se que diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos no sentido de aproveitamento da energia térmica rejeitada pelo motor de combustão interna, com a finalidade de reduzir o seu consumo energético e emissões de gases prejudiciais à saúde humana e ao meio ambiente. Embora a maior parte dos trabalhos de pesquisa tenha foco em MCI para veículos, a forma de aplicação do ORC, os parâmetros e considerações levadas em conta nestes trabalhos, podem ser aplicados para grupo gerador diesel.

2.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma definição de sistemas híbridos, suas configurações e alguns exemplos de tipos de sistemas híbridos utilizados atualmente, o que permite definir a configuração do sistema híbrido a ser utilizado neste trabalho de tese.

Com base no custo dos componentes do sistema, é necessário avaliar o dimensionamento ótimo do sistema, de forma a suprir às necessidades da carga, reduzir os custos envolvidos e garantir a confiabilidade do sistema. A necessidade de utilização de programas de simulação para a avaliação dos sistemas híbridos é devido ao grande número de combinações possíveis de componentes e de estratégias de operação. Neste sentido nos últimos anos tem-se desenvolvido diversos modelos de otimização, que utilizam técnicas como algoritmos genéticos, nuvem de partículas, redes neurais artificiais, colônia de formigas, busca tabu, etc., as quais têm se mostrado muito efetivas na solução de problemas de otimização dos sistemas híbridos, com tempo de processamento razoável. No entanto, nenhum estudo avaliou a possibilidade de aproveitar a energia térmica dos gases de exaustão utilizando ORC em sistemas híbridos com geradores a diesel de forma a incrementar a geração de energia elétrica.

De acordo com o exposto neste capítulo, os sistemas que usam gerador diesel apresentam uma maior economia no consumo de combustível, ao incorporar ao sistema um ciclo térmico para o aproveitamento da energia dissipada ao meio ambiente, como é o ORC. O ciclo ORC possibilita uma economia de combustível até de 20%, além de um incremento na potência dos motores de combustão interna de até 12%.

3 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA HÍBRIDO

Para a otimização de sistema híbrido, precisam ser definidos modelos energéticos das tecnologias que o compõem, em termos de produção fotovoltaica, gerador diesel e ORC, como em termos de processo de carga e descarga do banco de baterias. Assim, a precisão do modelo é um fator determinante para que a ferramenta de otimização seja confiável e apresente resultados bons. Para a otimização do sistema que integra módulos fotovoltaicos, é necessário o modelo matemático do recurso solar, a fim de obter os valores horários de irradiação solar sobre a superfície inclinada dos módulos fotovoltaicos.

3.1 Descrição do sistema híbrido

O sistema híbrido deste trabalho está composto por um sistema fotovoltaico, um grupo gerador que utiliza como combustível o diesel, sistema de armazenamento (banco de baterias), inversor bidirecional, permitindo tanto a conversão c.c. - c.a. para atendimento da carga, quanto à conversão c.a. – c.c., para alimentação do banco de baterias pelo grupo gerador, além de um Ciclo Rankine Orgânico, o qual é usado para aproveitar a energia dos gases de exaustão do grupo gerador, e desta forma, aumentar a produção global de eletricidade. O sistema híbrido apresenta configuração mista, com a fonte fotovoltaica sendo conectada ao barramento c.c. utilizando unidades de acondicionamento de potência, e o grupo gerador com ORC conectado ao barramento c.a e c.c. por meio de inversor. O ORC está conectado a um gerador elétrico, que é o responsável, por transformar a energia mecânica em energia elétrica. A Figura 3.1 apresenta o diagrama esquemático do sistema.

A principal vantagem que apresenta esta configuração é o fato do gerador a diesel e ORC poderem atender não só a carga, como também carregar o banco de baterias, quando seja necessário.

Todo o período de funcionamento do sistema é dividido em intervalos de uma hora, assumindo-se constantes todos os parâmetros do sistema em cada intervalo (valores meteorológicos, estados de carga das baterias, energia demandada pela carga, potência gerada em cada elemento do sistema, etc.).

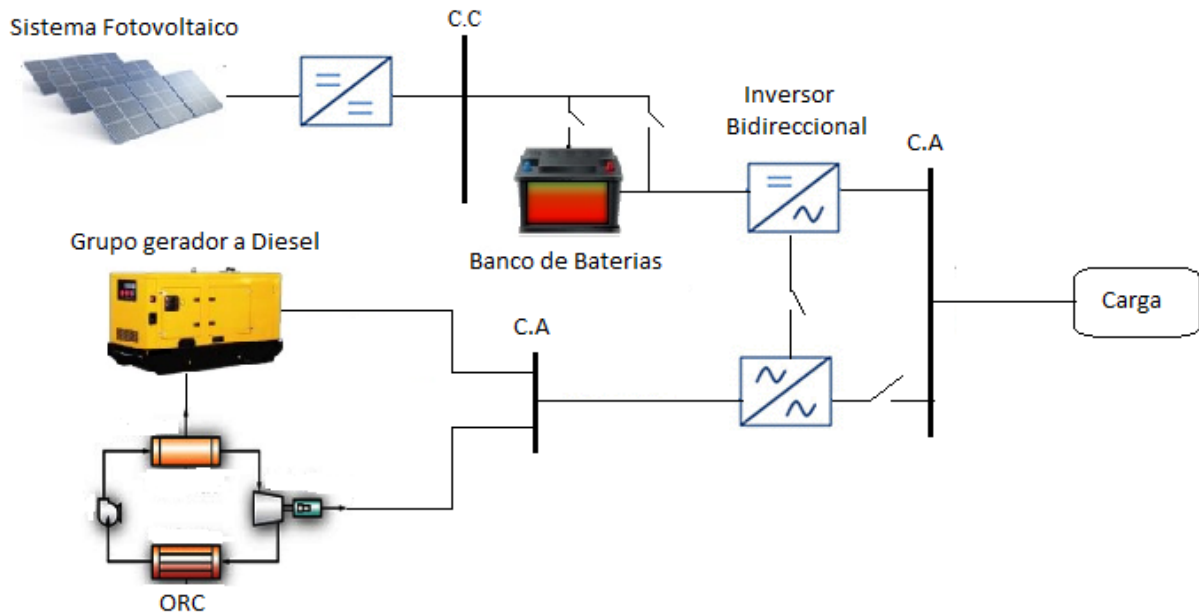


Figura 3.1. Diagrama do sistema híbrido.

3.2 Sistema fotovoltaico

3.2.1 Irradiação solar no plano inclinado

O potencial solar de uma localidade pode ser obtido por meio de instituições de meteorologia, páginas web como a NASA ou pela medição da radiação solar no próprio local. Este último tipo de levantamento é o mais indicado, visto que fornece dados mais precisos do potencial real da localidade. A aquisição de dados é feita normalmente em termos de potência por unidade de área, que é chamado de irradiância, e sua unidade é W/m^2 .

Considerando que os dados solarimétricos são usualmente obtidos por medições realizadas sobre superfícies horizontais (irradiação solar global no plano horizontal, G_H), e que os painéis fotovoltaicos normalmente são posicionados em um determinado ângulo em relação ao plano horizontal, a radiação efetiva que incide no painel deve ser calculada a partir dos dados coletados. Para o cálculo de irradiação solar em superfícies inclinadas, é necessário conhecer a irradiação em uma superfície horizontal sobre a superfície extraterrestre, além de determinar a componente direta e difusa da irradiação numa superfície horizontal, e as componentes direta, difusa e refletida numa superfície inclinada.

i. Irradiação extraterrestre sobre a superfície horizontal e índice de claridade

A radiação que incide em uma superfície situada acima da atmosfera da Terra é chamada de radiação extraterrestre, e é composta quase exclusivamente da radiação que viaja ao longo de

uma linha direta a partir do Sol. A irradiância solar extraterrestre varia continuamente ao longo do dia e do ano, e também com a latitude. Estas variações são previsíveis e podem ser teoricamente determinadas apenas por considerações geométricas [62].

A Figura 3.2 mostra as relações geométricas entre o Sol e uma superfície horizontal. O ângulo de zênite θ_{ZS} é definido como o ângulo entre a vertical e a direção de incidência da irradiação direta. O ângulo de azimute solar ψ_s é definido como o ângulo entre a projeção da direção da radiação solar direta sobre a horizontal e a linha norte-sul. O complemento do ângulo de zênite é chamado de altitude solar, γ_s , e representa a altura angular do Sol acima do horizonte celeste do observador.

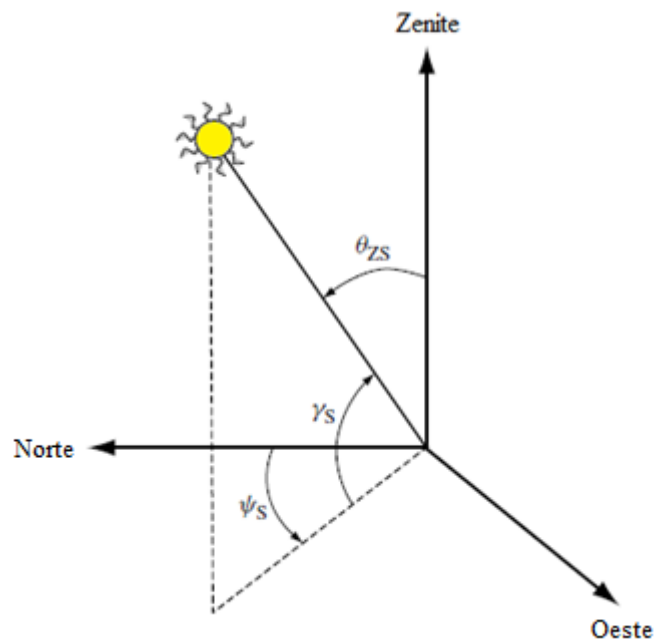


Figura 3.2. Geometria da radiação solar direta [62]

O ângulo de zênite θ_{ZS} e ângulo de azimute solar ψ_s podem ser obtidos pelas seguintes equações [62]:

$$\cos(\theta_{ZS}) = \text{sen}(\delta)\text{sen}(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \quad (3.1)$$

$$\cos(\psi_s) = \frac{\text{sen}(\gamma_s)\text{sen}(\varphi) + \cos(\delta)}{\cos(\gamma_s) \cos(\varphi)} \text{senal}(\varphi) \quad (3.2)$$

onde ω é ângulo horário; γ_s é a altitude solar ($\gamma_s = 90 - \theta_{ZS}$); φ , a latitude do local ($^\circ$); δ , a declinação solar ($^\circ$).

O ângulo horário e a declinação solar estão dados pelas seguintes expressões:

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) \cdot (15^\circ) \quad (3.3)$$

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 \frac{284 + d_n}{365}\right) \quad (3.4)$$

o valor de ω é igual a 0 (zero) ao meio dia, sendo negativo pela manhã e positivo pela tarde.

O cálculo da radiação solar extraterrestre para uma superfície horizontal G_0 a qualquer hora entre o nascer e o pôr do sol, localizada a uma latitude φ , em um determinado dia n , com declinação δ , a um ângulo horário ω pode ser calculado por meio da equação (3.5) [62],[63].

$$G_0 = G_{CS} * \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360 \cdot d_n}{365}\right)\right] [\cos(\varphi) \cos(\delta) \text{sen}(\omega) + \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\delta)] \quad (3.5)$$

Onde, G_{SC} é a constante solar (1367 W/m^2); d_n , o dia Juliano (1-365); φ , a latitude do local ($^\circ$); δ , a declinação solar ($^\circ$), e ω é ângulo horário.

A integração da equação de G_0 , da hora inicial ω_1 até a hora final do intervalo ω_2 permite a obtenção dos valores de radiação ao longo do dia ou por intervalos de tempo. Para o cálculo da irradiação solar horária extraterrestre incidente sobre uma superfície horizontal I_0 em kWh/m^2 , adotam-se valores de ω_1 e ω_2 que definem um intervalo de uma hora, conforme a equação (3.6) [63].

$$I_0 = \frac{12 \cdot G_{CS}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360 \cdot d_n}{365}\right)\right] \left[\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega_2 - \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\delta)\right] \quad (3.6)$$

Os índices de claridade são definidos como a fração de radiação incidente em uma superfície horizontal sobre a radiação extraterrestre no respectivo intervalo de tempo. O índice de claridade horário K_T relaciona a irradiação global horária incidente em superfície horizontal (G_H) com a irradiação horária extraterrestre (I_0). Desta forma, o índice de claridade é calculado como:

$$K_T = \frac{G_H}{I_0} \quad (3.7)$$

ii. *Cálculo da componente direta e difusa da irradiação em superfície horizontal.*

Para a obtenção dos valores de irradiação para a inclinação desejada é necessário, primeiramente, a estimativa das parcelas direta e difusa da irradiação solar incidente em

superfície horizontal. É possível encontrar vários estudos e modelos desenvolvidos na literatura para a estimativa das parcelas da radiação solar baseados em diferentes abordagens, este trabalho adota a metodologia desenvolvida por Liu e Jordan (1960), e que foi apresentada por [62] e [64].

Liu e Jordan (1960) estabelecem uma relação entre a fração difusa da irradiação horizontal, denominada de K_D e o índice de claridade global K_T . Esta relação permite obter o valor da irradiação difusa a partir do valor de irradiação global. Para o cálculo da fração difusa horária são usadas as seguintes expressões [65]:

Se $k_T \leq 0,22$

$$k_D = \frac{D_H}{G_H} = 1 - 0,09 * k_T$$

Se $0,22 < k_T \leq 0,80$

$$k_D = \frac{D_H}{G_H} = 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 \quad (3.8)$$

Se $0,8 < k_T$

$$k_D = \frac{D_H}{G_H} = 0,165$$

Dado que a irradiação solar no plano horizontal é igual à soma das componentes direta B_H e difusa D_H , pode-se calcular a irradiação direta como:

$$B_H = G_H - D_H \quad (3.9)$$

iii. Cálculo da irradiação horária na superfície inclinada

A orientação de uma superfície inclinada se descreve mediante seu ângulo de inclinação β , em relação à horizontal e o ângulo azimutal α . Estes ângulos são ilustrados na Figura 3.3.

O ângulo de incidência θ_S é o ângulo entre a direção da irradiação direta incidente na superfície e a normal à superfície, e pode ser calculado pela seguinte expressão.

$$\begin{aligned} \cos(\theta_S) = & \text{sen}(\delta)\text{sen}(\varphi) \cos(\beta) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \cos(\beta) \\ & - \text{sen}(\delta)\text{sen}(\beta) \cos(\varphi) \cos(\alpha) + \text{sen}(\omega)\text{sen}(\beta) \cos(\delta) \text{sen}(\alpha) \\ & + \cos(\delta)\text{sen}(\varphi) \cos(\omega) \cos(\alpha) \text{sen}(\beta) \end{aligned} \quad (3.10)$$

A expressão acima pode ser simplificada utilizando o ângulo azimutal $\alpha = 180^\circ$ para o hemisfério sul ou 0° no caso do hemisfério norte.

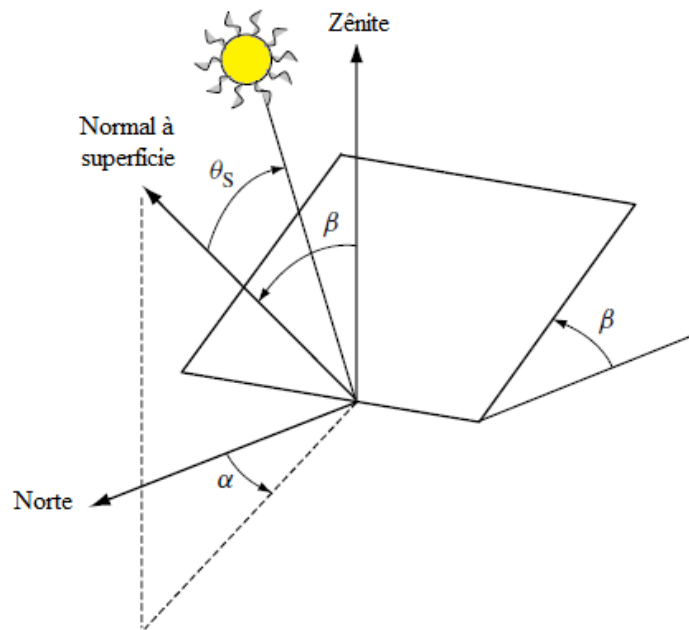


Figura 3.3. Posição do Sol relativa a uma superfície inclinada [62]

Para o cálculo da irradiação global horária em uma superfície inclinada β , consideram-se as componentes da irradiação direta, difusa e refletida pelo solo, conforme a equação (3.11) [62].

$$G_{inc} = B_{inc} + D_{inc} + \rho * G_H * \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.11)$$

Em que ρ é o coeficiente do albedo ou refletividade, e é definido como a relação entre a energia refletida e a energia incidente sobre a superfície do solo. De acordo com Luque e Hegedus [62] valores próximos de 0,2 podem ser utilizados, para locais onde o albedo não é conhecido.

A componente direta da irradiação horária sobre a superfície inclinada B_{inc} é dada pela equação (3.12).

$$B_{inc} = B_H \frac{\max[0, \cos(\theta_S)]}{\cos(\theta_{ZS})} \quad (3.12)$$

Para determinar a componente difusa da irradiação solar no solo, pode-se utilizar o modelo de Hay e Devies citado em [62], desenvolvido a partir da irradiação difusa. Esse modelo utiliza um fator de modulação que se denomina índice de anisotropia, k_1 , definido como:

$$k_1 = \frac{G_H - D_H}{I_0} \quad (3.13)$$

Sendo a irradiação difusa na superfície inclinada obtida como:

$$D_{inc} = D_H \left[(1 - k_1) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + k_1 \frac{\max[0, \cos(\theta_S)]}{\cos(\theta_{ZS})} \right] \quad (3.14)$$

Finalmente, tendo avaliado as três componentes, a irradiação solar global horária sobre uma superfície arbitrariamente orientada de um ângulo β , G_{inc} , pode ser calculada utilizando a equação (3.11).

3.2.2 Módulos Fotovoltaicos

O sistema fotovoltaico converte a energia irradiada pelo sol em eletricidade, através de células semicondutoras (células fotovoltaicas). Um painel ou módulo fotovoltaico está composto por células, as quais podem ser agrupadas em série e/ou em paralelo, de forma a se obter os níveis de corrente e tensão desejados. Atualmente existem módulos com potência pico de até 300 W, os quais estão constituídos por mais de 100 células solares conectadas em série e paralelo [66].

A eficiência do painel fotovoltaico depende das características do semicondutor, da qualidade dos materiais empregados e da tecnologia de sua fabricação. Geralmente, a eficiência comercial de conversão de uma célula solar, dada pela relação entre a potência elétrica gerada e a radiação solar incidente no painel, está em torno de 14 a 16 % [67]. Na atualidade o material mais utilizado na fabricação das células dos módulos fotovoltaico é o silício (mono ou policristalino). Mas também é usado o silício amorfo, que apresenta rendimentos muito baixos, mas com a vantagem de poder obter células muito finas, devido a sua grande capacidade de absorver a radiação solar [68].

O funcionamento dos módulos fotovoltaicos é descrito pela curva característica corrente-tensão (Ver Figura 3.4), definida para a condição padrão de teste (standard test conditions (STC)), estabelecida pela norma IEC 61215: 1000 W/m² de potência luminosa incidente (irradiância), com uma distribuição espectral (AM) de 1,5 e temperatura das células de 25 °C. A corrente produzida pelo módulo fotovoltaico depende principalmente da irradiância que sobre ele incide, enquanto a tensão quase não varia com esta grandeza. O aumento de

temperatura afeta principalmente a tensão de circuito aberto que irá diminuir na medida em que a temperatura aumenta.

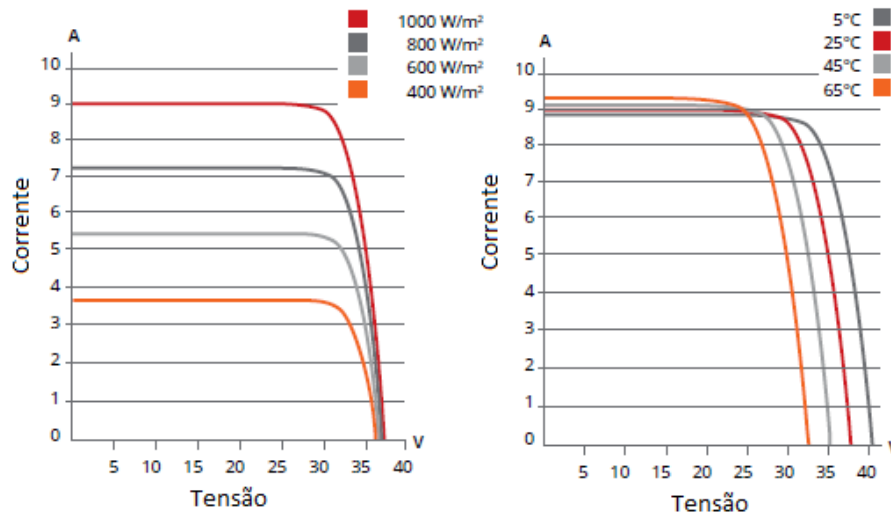


Figura 3.4. Curvas corrente vs tensão do módulo Canadian CS6P-255/260P

Para determinar a curva característica dos módulos fotovoltaicos, a literatura apresenta modelos simplificados de simulação por circuito equivalente, tais como o modelo de um diodo ou modelo de dois diodos (Ver Figura 3.5). No modelo de um diodo, a célula fotovoltaica é modelada por uma fonte de corrente cujo valor depende da variação da radiação solar e da temperatura da célula; por um diodo em paralelo com a fonte de corrente cuja característica varia em função da temperatura da célula e do estado em que se encontra a célula (carga aplicada a esta); por uma resistência em paralelo (R_{sh}) com o diodo que caracteriza as correntes de fuga, que é produzida pelas pequenas imperfeições na junção P-N da célula e, finalmente, por uma resistência em série (R_s) na saída que caracteriza as perdas de condução [67, 68]. O modelo de dois diodos adiciona outro diodo em paralelo para se aproximar mais com a curva de corrente contra tensão da folha de dados do painel [70].

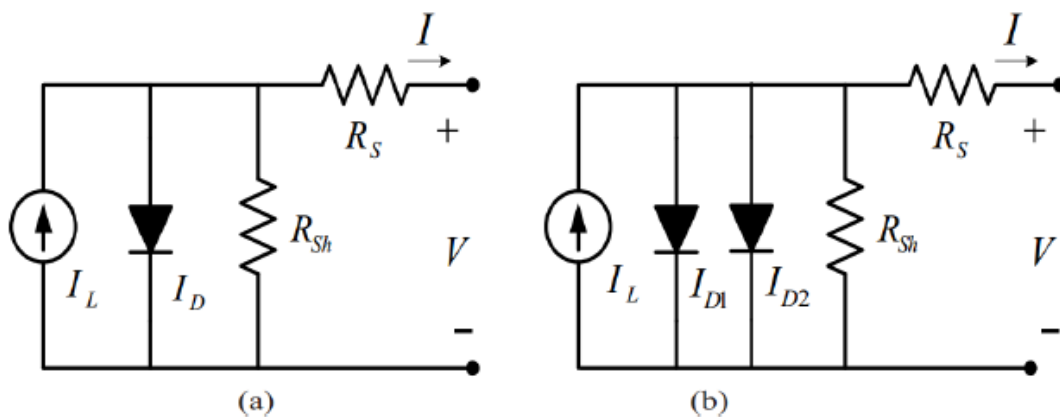


Figura 3.5. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. (a) modelo de um diodo e (b) modelo de dois diodos [70]

De acordo com Luque e Hegedus [62] e Tiwari e Swapnil [68], a equação para a curva (I-V) de uma célula fotovoltaica representada pelo modelo de um diodo, está dada pela equação (3.15):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{sh}} \quad (3.15)$$

A fonte de corrente I_L representa a corrente elétrica que é gerada quando há exposição da célula à luz solar; I_0 é a corrente inversa máxima de saturação do diodo, e V_T é o potencial térmico, que é dado pela equação (3.16):

$$V_T = \frac{m * k_B * T_C}{q} \quad (3.16)$$

Onde, q é a carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C); m é o fator de idealidade do diodo; k_B é a constante de Boltzmann ($1,318 \times 10^{-23}$ J/K); e T_C é a temperatura absoluta da célula fotovoltaica.

A equação característica da célula fotovoltaica pode ser adaptada para os módulos fotovoltaicos, considerando que estes são uma associação de células. Nesta adaptação considera-se a tensão, corrente e resistências referidas ao módulo, e o potencial térmico deve ser multiplicado pelo número de células associadas em série no módulo (N_S). Obtém-se assim a equação para o módulo:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{N_S * V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3.17)$$

Onde R_S e R_P agora representam a resistência em série e paralelo correspondente ao módulo fotovoltaico.

A equação (3.17) não pode ser utilizada diretamente, dado que alguns parâmetros que nela aparecem, em particular, I_L e I_0 , não são possíveis de serem medidas diretamente e são difíceis de conhecer. Por essa razão utilizam-se outros métodos que, ainda que simplificados, permitem obter a potência de funcionamento a partir dos dados fornecidos pelo fabricante em condições nominais, e das variáveis climatológicas de irradiação solar e temperatura. Os pressupostos para a utilização dos modelos simplificados se consideram aceitáveis, já que apresenta valores próximos à realidade quando os módulos são de silício cristalino. Os

modelos mais usados são o modelo de quatro parâmetros e o modelo baseado no rendimento do painel.

- **Modelo de quatro parâmetros**

Para o desenvolvimento deste modelo têm-se as seguintes considerações:

- Os efeitos da resistência em paralelo R_p são desprezíveis.
- Em condições de curto circuito a corrente gerada I_L é equivalente à corrente de curto circuito I_{SC} .
- O valor da exponencial na equação (3.17) é maior que a unidade em qualquer condição de trabalho.

Com os anteriores supostos e com $N_s * V_T = a$, a equação (3.17) pode-se transformar em:

$$I = I_{SC} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{a}\right) - 1 \right] \quad (3.18)$$

O modelo de quatro parâmetros permite estimar os valores de corrente e tensão do módulo em condições reais de operação. Com base nas características padrão do módulo fotovoltaico (especificados pelo fabricante) é possível determinar os valores I-V (corrente-tensão). O modelo é descrito pelas equações (3.19)-(3.29) [70]-[74].

$$I_{Lref} = I_{SCref} \quad (3.19)$$

$$a_{ref} = \frac{\beta_{Voc} * T_{Cref} - V_{OCref} + E_g * N_s}{\frac{T_{Cref} * \mu_{ISC}}{I_{Lref}} - 3} \quad (3.20)$$

Onde os coeficientes β_{Voc} e μ_{ISC} fazem referência à influência da temperatura na tensão e corrente do módulo respectivamente, E_g representa a energia gap (energia entre a banda de condução de valência do semiconductor, $E_g=1,17\text{eV}$ [70]). O subscrito “ref” indica que o valor da grandeza correspondente é o definido na condição padrão do módulo, e a ausência do subscrito indica que a grandeza associada corresponde à condição de operação do módulo.

$$I_{Oref} = \frac{I_{Lref}}{\exp\left(\frac{V_{OCref}}{a_{ref}}\right) - 1} \quad (3.21)$$

$$R_{Sref} = \frac{a_{ref} * \ln \left(1 - \frac{I_{mpref}}{I_{Lref}} \right) - V_{mpref} + V_{OCref}}{I_{mpref}} \quad (3.22)$$

O efeito da temperatura vê-se refletido nos parâmetros I_0 , I_L e a . A resistência em série R_S é considerada independente da temperatura. As seguintes equações permitem obter as aproximações dos parâmetros, levando em consideração o efeito da temperatura:

$$I_L = \frac{G}{G_{ref}} [I_{Lref} + \mu_{ISC}(T_C - T_{Cref})] \quad (3.23)$$

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_C}{T_{Cref}} \quad (3.24)$$

$$I_0 = I_{0ref} \left(\frac{T_C}{T_{Cref}} \right)^3 \exp \left[E_g \frac{N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_C}{T_{Cref}} \right) \right] \quad (3.25)$$

$$R_s = R_{Sref} \quad (3.26)$$

A partir da condição de circuito aberto é possível calcular a tensão do módulo, como mostra a equação (3.27).

$$V = a * \ln \left(\frac{I_L + I_0}{I_0} \right) \quad (3.27)$$

Admitindo uma variação linear da diferença entre a temperatura das células e a temperatura ambiente, T_{amb} , com a irradiação G_{ref} , pode calcular-se a temperatura das células do módulo através da equação (3.28) [62]:

$$T_C = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} G_{ref} \quad (3.28)$$

A sigla NOCT representa a temperatura normal de funcionamento das células em graus Celsius – Normal Operating Cell Temperature. Este parâmetro é definido como a temperatura das células do módulo quando submetidas a uma irradiação de 800 W/m^2 com a distribuição espectral AM=1,5; a uma temperatura ambiente de 20°C e com a velocidade do vento de 1 m/s , sendo normalmente fornecido pelo fabricante de módulos.

A potência instantânea gerada por um sistema fotovoltaico está dada pela equação (3.29).

$$P_{pv} = N_m * I * V \quad (3.29)$$

Onde N_m é o número de módulos fotovoltaicos.

- **Modelo baseado na eficiência do painel**

Este modelo simplificado é utilizado para o dimensionamento de sistemas híbridos, para seu uso só são necessários alguns parâmetros. Usando a irradiação solar disponível na superfície inclinada, a temperatura ambiente e os dados do fabricante dos módulos fotovoltaicos como entradas do modelo, a potência instantânea gerada em um sistema fotovoltaica é dada pela equação (3.30) [75]–[77].

$$P_{pv} = \eta_g * N_m * A_m * G_{inc} \quad (3.30)$$

Onde η_g é a eficiência instantânea do módulo fotovoltaico; A_m é a área do módulo (m^2). A eficiência é afetada pela temperatura da célula fotovoltaica e pode ser expressa pela equação (3.31).

$$\eta_g = \eta_{ref} \eta_{iv} [1 - \beta_t * (T_C - T_{cref})] \quad (3.31)$$

Onde η_{ref} é a eficiência nominal do painel em condições padrão; η_{iv} é a eficiência do inversor que inclui seguimento do ponto de máxima potência; e o coeficiente β_t faz referência à variação da temperatura na potência.

3.2.3 Simulação

1. Simulação da irradiação solar

As simulações foram realizadas para a cidade de Cujubim estado de Rondônia, localizada na latitude $09^{\circ}21'46''$ Sul e longitude $62^{\circ}35'07''$ Oeste, selecionada com base na disponibilidade de dados. Foram utilizados dados da irradiação horária sobre a superfície horizontal (kWh/m^2), disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [78].

Foram calculados os valores de irradiação solar extraterrestre horária I_0 , e o índice de claridade horária, K_T . Foi estimada a componente difusa D_H da irradiação solar global horária utilizando a equação 3.6, com as constantes e coeficientes de acordo com o modelo de Erbs [65], e a componente direta B_H utilizando a equação (3.9). Determinados estes valores e assumindo-se uma refletividade do solo $\rho = 0,2$, valor geralmente utilizado para superfícies sem cobertura de neve e com a definição dos ângulos de inclinação $\beta = 10^{\circ}N$, pode-se calcular o valor de irradiação horária sobre a superfície inclinada.

A Figura 3.6 apresenta a variação da irradiação horária sobre a superfície horizontal e inclinada, ambas para o ano de 2015. Os dados foram calculados com o código desenvolvido em Matlab. Como são utilizados dados horários registrados na superfície horizontal, o efeito da aleatoriedade da irradiação devido à presença de nuvens e fumaças pode ser perceptível pela descontinuidade das curvas na figura.

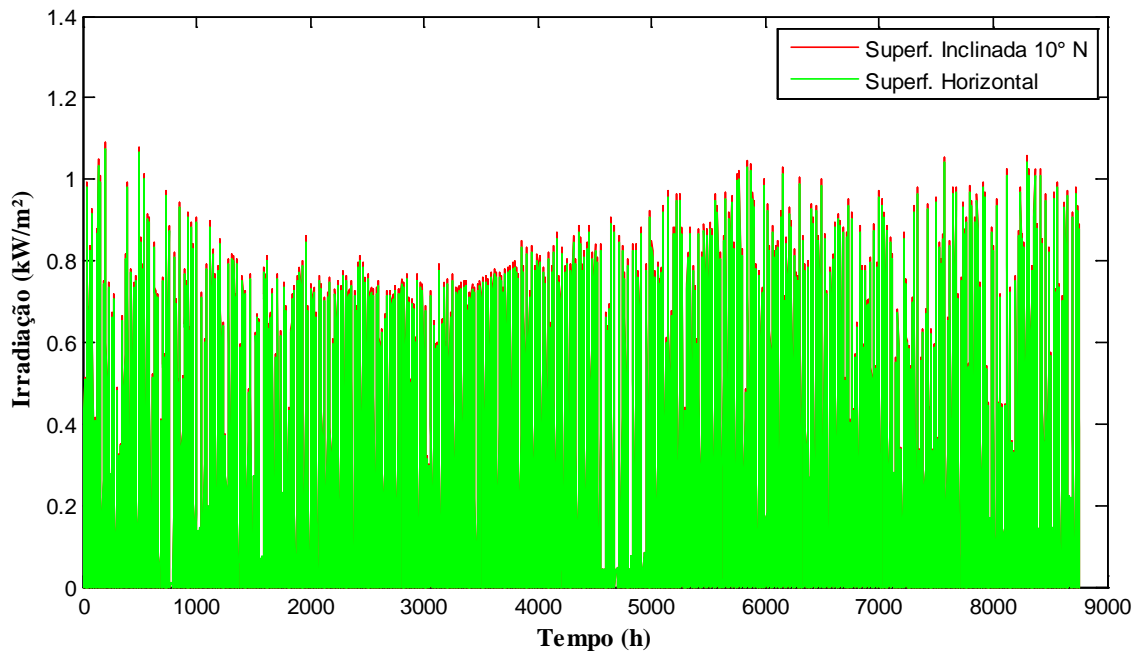


Figura 3.6. Irradiação horária sobre superfície horizontal e inclinada.

2. Simulação do painel fotovoltaico

Para a comparação dos resultados obtidos pela aplicação dos diferentes modelos apresentados previamente (Modelo baseado na eficiência do painel e de quatro parâmetros), faz-se necessário o conhecimento prévio das características do painel fotovoltaico usado. Dessa forma, foi utilizado nesta tese o painel fotovoltaico Canadian CS6P-255/260P de 60 células, com tecnologia de silício policristalino. Este painel foi escolhido por obter uma eficiência igual a 16,16% conforme as especificações apresentadas na Tabela 3.1.

Para determinar a corrente do módulo, equação (3.18), é necessário usar um método numérico, neste caso foi usado o método de Newton-Raphson. A ferramenta utilizada para a programação do modelo foi Matlab.

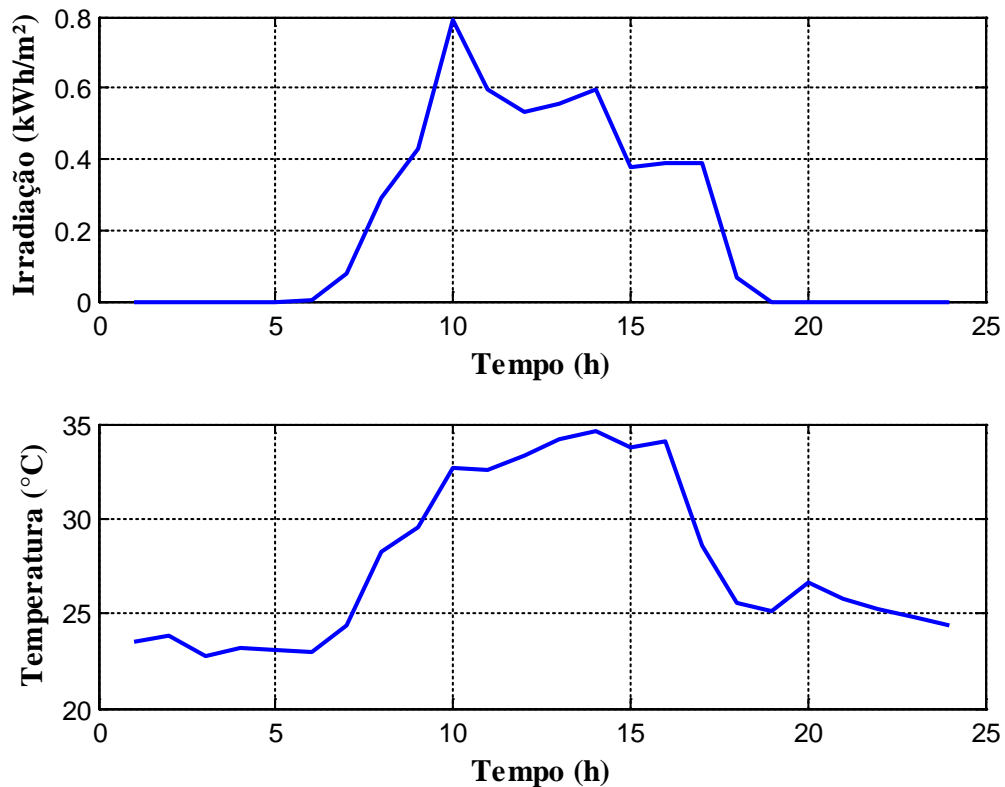
Para simular a potência gerada pelo módulo fotovoltaico, foram usados dados de irradiação solar e temperatura ambiente para o dia 11 de dezembro. A Figura 3.7 mostra a variação da irradiação solar e temperatura ao longo do dia.

Tabela 3.1. Especificações técnicas do módulo CS6P-255/260P

Descrição	Características
Máxima Potência (P_{mpref})	260 W
Voltagem de máxima potência (V_{mpref})	30,4 V
Corrente de máxima potência (I_{mpref})	8,56 A
Voltagem de circuito aberto (V_{OCref})	37,5 V
Corrente de curto-circuito (I_{SCref})	9,12 A
Área	1.6085 m ²
Temperatura normal de operação da célula do painel	45 ± 2°C
Coeficiente de temperatura (μ_{ISC})	0,065 %/°C
Coeficiente de temperatura (β_{Voc})	-0,34 %/°C
Coeficiente de temperatura (β_{Pm})	-0,43%/°C

Como é possível observar na Figura 3.7 o maior pico de irradiação solar para esse dia foi de 0,8 kWh/m², com um máximo de irradiação disponível entre as 10 e 14 horas. Também na figura se observa que as maiores temperaturas ocorrem entre as 10 e 14 horas.

Usando os dados climáticos e os do módulo fotovoltaico para condições padrão de operação, como dados de entrada nos modelos, é possível determinar a potência gerada pelo painel. A Figura 3.8 mostra o comportamento do painel nas condições de operação.

Figura 3.7. Dia 11 de dezembro. Irradiação [W/m²] e Temperatura [°C].

O modelo de quatro parâmetros apresenta resultados mais realistas em comparação com o modelo baseado na eficiência do painel, já que este, além de levar em consideração os efeitos

da irradiação e temperatura, considera as perdas por condução. A discrepância máxima entre os resultados obtidos é de 6,5 % (ver Figura 3.8).

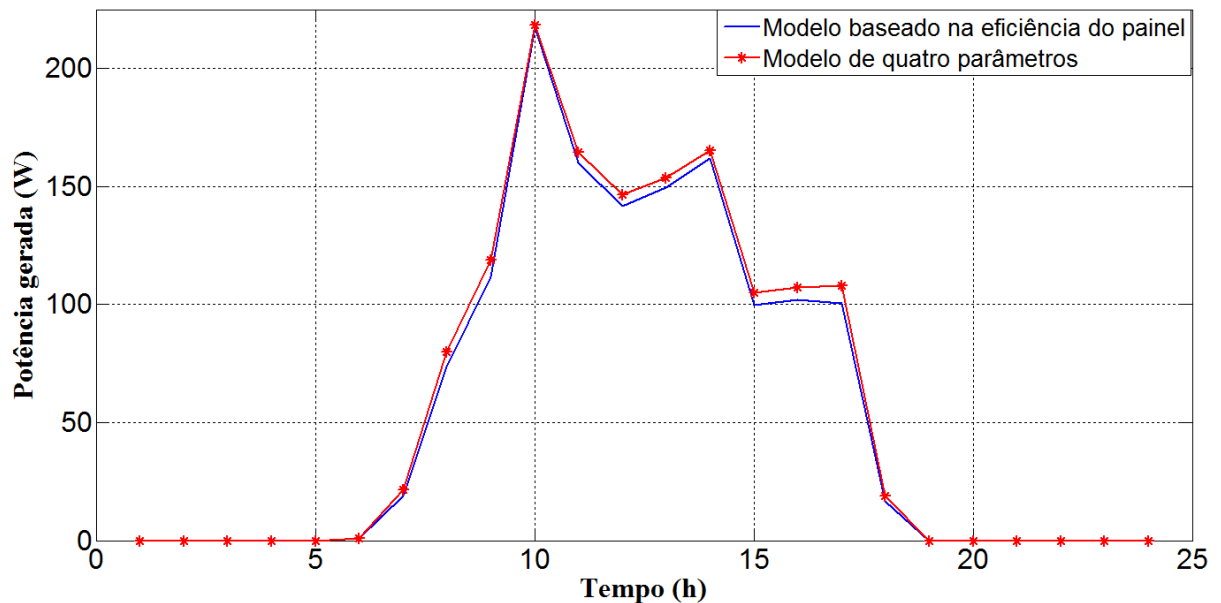


Figura 3.8. Potência gerada [W] do módulo Canadian CS6P-255/ 260P.

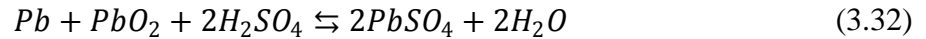
Baseado na comparação entre os dois modelos e para a aplicação requerida nesta tese é usado o modelo baseado na eficiência, pois o algoritmo otimização do sistema híbrido, apenas utiliza a curva de potência dos módulos fotovoltaicos, além de requer menor tempo de simulação.

3.3 Baterias secundárias

Nos sistemas híbridos autônomos é necessário dispor de componentes que permitam armazenar a energia procedente dos geradores quando a energia gerada supera a demanda. Esta energia armazenada é utilizada posteriormente, em períodos quando os geradores não podem suprir a demanda.

As baterias de níquel-cadmio e as de chumbo-ácido são os dois tipos principais de baterias usadas em sistemas híbridos. Devido ao custo elevado, menor eficiência energética e temperatura de operação superior limitada, as baterias de níquel-cadmio têm sido usadas por poucos sistemas. Enquanto as baterias de chumbo-ácido são as mais usadas [79].

As baterias de Chumbo-Ácido são compostas por uma interação eletroquímica chumbo/ácido e sulfúrico/dióxido de chumbo cuja reação geral é dada pela seguinte equação química [79]:



As placas de chumbo atuam como eletrodos (eletrodo negativo é composto por Chumbo (Pb), e o eletrodo positivo por dióxido de Chumbo (PbO₂)) que têm a função de reter a matéria ativa e conduzir a corrente elétrica. A sua estrutura porosa faz com que a área superficial seja suficiente para que se dê a reação eletroquímica descrita na equação (3.32), que no sentido da esquerda para direita representa o processo de descarga e da direita para esquerda, o processo de carga.

As baterias estão conformadas por um grupo de células conectadas em série, cuja tensão nominal é de 2 V. As tensões de baterias mais comuns são de 12 V, produzindo-se em menor medida de 6 e 24 V. Durante o processo de carga e descarga das baterias, o nível de tensão nos terminais pode atingir valores limites. Valores fora desses limites causam a degradação da bateria, portanto a diminuição de sua vida útil [80].

O funcionamento elétrico da bateria pode ser representado por um circuito elétrico equivalente, composto por uma fonte ideal de tensão (V_{bi}) que representa a tensão interna da bateria, conectada em série a uma resistência (R_b). A Figura 3.9 mostra o circuito.

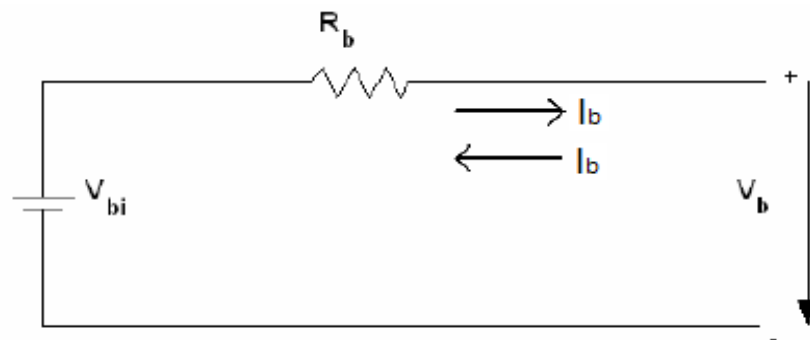


Figura 3.9. Circuito equivalente da bateria.

No modo de carga, a corrente I_b flui para a bateria pelo terminal positivo, aumentando lentamente a tensão V_b da bateria, enquanto a carga armazenada aumenta. Um comportamento contrário ocorre no modo de descarga, a corrente flui para fora do terminal positivo e a tensão da bateria V_b diminui, assim como a carga da bateria diminui enquanto estiver alimentando uma carga. A tensão da bateria é dada pela equação (3.33), onde o sinal positivo indica a carga da bateria e o negativo a descarga [80].

$$V_b = V_{bi} \pm R_b * I_b \quad (3.33)$$

3.3.1 Parâmetros mais relevantes das baterias

Capacidade nominal (C_N): é a quantidade de amperes-hora que pode ser retirada de uma bateria em N horas, para valores específicos de corrente de descarga, tensão de corte e temperatura. Os fabricantes normalmente fornecem a C_N para regimes de 100, 20 e 10 horas.

Estado de Carga (SOC): é a razão entre a carga disponível por intervalo de tempo e a máxima capacidade. Os fabricantes recomendam não baixar a capacidade a um determinado valor mínimo (SOC_{min}), o qual é próximo de 30% a 40% da capacidade máxima, para não danificar as baterias.

Profundidade de Descarga (DOD): é o percentual da capacidade nominal da bateria que foi retirado a partir do estado de plena carga. Por exemplo, a remoção de 35 Ah de uma bateria cuja capacidade nominal é 100 Ah resulta em profundidade de descarga de 35%.

Capacidade útil (C_{util}): é a capacidade que realmente pode ser fornecida pela bateria, pode ser expressa por:

$$C_{util} = C_N * DOD_{max} \quad (3.34)$$

DOD_{max} é a capacidade máxima de corrente que pode ser extraída da bateria sem danificá-la.

Vida útil: é o número de ciclos de carga/descarga que uma bateria pode sustentar antes de perder 20% de sua capacidade nominal.

Auto-descarga: é o processo pelo qual a bateria perde parte de sua capacidade quando nenhuma carga externa é aplicada. As baterias com placas de chumbo-antimônio perdem cerca de 1% da carga por dia a 25 °C, mas a perda de carga aumenta em um fator de 2 a 5 com o envelhecimento da bateria. Baterias com placas de chumbo perdem menos de 0,5% de carga por dia [81].

Efeito da temperatura: Os fabricantes usualmente estabelecem como temperatura ideal de operação 25°C. Para cada grau centígrado de redução da temperatura, a capacidade da bateria para certo regime de carga, diminui. Mas se a temperatura é maior, aumenta a capacidade da bateria, aumentando assim a taxa de auto-descarga.

3.3.2 Modelo de carga/descarga para baterias de chumbo-ácido

Existem vários modelos desenvolvidos para a simulação de baterias, cada um deles com suas vantagens e desvantagens. Nesta tese foi escolhido o modelo desenvolvido por Copetti et al.[82], porque só requer como parâmetros de entrada os dados fornecidos pelo fabricante e não outros parâmetros difíceis de obter. Este modelo propõe expressões de tensão e estado de carga (SOC) para os processos de descarga, carga e gaseificação (a bateria começará a liberar gás para subseqüentes aumentos de tensão), requerendo só a capacidade da bateria em um regime de descarga de 10 horas, fornecidas pelo fabricante. Outros dados requeridos pelo modelo são os dados de corrente de entrada ou saída e temperatura da bateria. Este modelo também é proposto em [83]–[87] para modelar o comportamento das baterias. Destes trabalhos foram obtidas as expressões para o cálculo de carga/descarrega.

Neste modelo, são considerados três processos: descarga, carga e sobrecarga. Durante a carga ou descarga da bateria, a vida útil e a eficiência desta são reduzidas significativamente, pelo que o estado de carga (SOC) tem que estar limitado para garantir o funcionamento seguro das baterias ($SOC_{\min} \leq SOC_t \leq SOC_{\max}$).

A tensão de uma célula durante a descarga é:

$$V_d(t) = (2,085 - 0,12 * (1 - SOC(t)) - \frac{I_B(t)}{C_{10}}) * \left(\frac{4}{1 + I_B(t)^{1,3}} + \frac{0,27}{SOC(t)^{1,5}} + 0,02 \right) (1 - 0,007 * \Delta T) \quad (3.35)$$

O primeiro termo da equação representa a variação da tensão de circuito aberto com o estado de carga (SOC) (concentração eletrolítica) e o segundo a variação devido à mudança da resistência interna. I_B representa a corrente da bateria e ΔT a variação da temperatura da bateria, tendo como referência 25°C. O estado de carga é dado por:

$$SOC(t) = SOC_0 + \frac{Q(t)}{C(t)} \eta_c \quad (3.36)$$

Onde Q é a carga gerada ou consumida durante um determinado período de tempo ($Q(t)=I_B*t$); $C(t)$ é a capacidade da bateria devido ao estado de trabalho e é avaliada em cada instante do tempo. A equação (3.37) é estabelecida com a corrente de descarga no regime de 10 horas:

$$\frac{C(t)}{C_{10}} = \frac{1,67}{1 + 0,67 * \left(\frac{I_B}{I_{10}}\right)^{0,9}} (1 + 0,005 * \Delta T) \quad (3.37)$$

A eficiência (η_c) durante a descarga é assumida de 100%, porém, a capacidade disponível é limitada pela razão de correntes e pela temperatura. Segundo Copetti et al. [82], quando a corrente de descarga tende a zero, a máxima capacidade que pode ser extraída da bateria é cerca de 67% da capacidade num regime de descarga de 10 horas (C_{10}) a uma temperatura de 25°C. O comportamento da tensão no processo de carga é dado por:

$$\begin{aligned} V_c(t) = & (2 - 0,16 * SOC(t)) + \frac{I_B(t)}{C_{10}} \\ & * \left(\frac{6}{1 + I_B(t)^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - SOC(t))^{1,2}} + 0,036 \right) \\ & * (1 - 0,025 * \Delta T) \end{aligned} \quad (3.38)$$

No processo de carga, o estado de carga (SOC) esta em função da eficiência de carga (η_c). A Eficiência de carga dependente do estado de carga em um período anterior e da razão de correntes como mostra a equação (3.39):

$$\eta_c = 1 - \exp\left(\frac{20,73}{\frac{I_B(t)}{I_{10}} + 0,55} (SOC(t-1) - 1)\right) \quad (3.39)$$

A equação (3.38) não representa o comportamento da tensão de carga para toda a faixa de trabalho das baterias. A tensão nos terminais da bateria tende a exibir um aumento no momento em que a tensão da bateria atinge a tensão de gaseificação. Considerando este comportamento, os fenômenos que se apresentam para SOC elevados podem ser representados por:

$$V_{ec} = \left[2,45 + 2,011 * \ln\left(1 + \frac{I_B}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0,002 * \Delta T) \quad (3.40)$$

$$V_g = \left[2,24 + 1,97 * \ln\left(1 + \frac{I_B}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0,002 * \Delta T) \quad (3.41)$$

Onde V_{ec} é a tensão ao final da carga e V_g é a tensão de gaseificação, incluídas em uma única equação, são vinculadas através de uma função exponencial para representar a tensão de sobrecarga, conforme a equação (3.42):

$$V_{SC}(t) = V_g + (V_{ec} - V_g) \left(1 - \exp\left(\frac{Ah_{store} - 0,95 * C}{I_B * \tau}\right) \right) * (1 - 0,002 * \Delta T) \quad (3.42)$$

Onde Ah_{store} representa os ampères hora acumulados na bateria e o termo $0,95 * C$ considera o valor de tensão a partir do qual começa o processo de gaseificação. O denominador considera a corrente injetada ou extraída no tempo de operação τ . Este tempo é inversamente proporcional à variação da intensidade de corrente e é expresso como:

$$\tau = \frac{17,3}{1 + 852 * \left(\frac{I_B}{C_{10}}\right)^{1,67}} \quad (3.43)$$

É importante ressaltar que, quando a bateria está no estado de sobrecarga não significa que a bateria este totalmente carregada, só que a capacidade disponível da bateria está completamente cheia. O modelo assume que a bateria atinge esta zona quando $V_{bat} \geq V_g$.

A corrente da bateria I_B é expressa pela equação (3.44).

$$I_B(t) = \frac{P_B(t)}{V_{bat}(t)} \quad (3.44)$$

Onde I_B é a corrente da bateria em função do tempo em A; P_B é a potência de carga ou descarga do banco de baterias em W; e V_{bat} é a tensão da bateria em V.

A potência de carga do banco de baterias depende da energia armazenada ($E_b(t)$), da energia máxima de armazenamento do banco de baterias (ou seja, E_{Bmax}) e do excesso de energia, então a potência do banco de baterias é expressada como:

$$P_B(t) = \min \left[P_{pv}(t) - P_{carga}(t) / \eta_{inv}, \frac{E_{bmax} - E_b(t)}{\Delta t} \right] \quad (3.45)$$

Onde P_{pv} é a potência do gerador fotovoltaico em (kW); P_{carga} é a potência demandada pela carga em (kW); η_{inv} é a eficiência do inversor. A energia máxima armazenada no banco de baterias está dada por:

$$E_{bmax} = SOC_{max} * E_{Bn} \quad (3.46)$$

Onde o estado de carga máximo (SOC_{max}) é considerado igual ao 100%; E_{Bn} é a capacidade nominal do banco de bateria (kWh).

De forma similar a potência de descarga do banco de baterias pode ser expressa como:

$$P_B(t) = -\min \left[P_{carga}(t) / \eta_{inv} - P_{pv}(t), \frac{E_b(t) - E_{bmin}}{\Delta t} \right] \quad (3.47)$$

A energia mínima armazenada no banco de baterias está dada por:

$$E_{bmin} = SOC_{min} * E_{Bn} \quad (3.48)$$

O estado de carga mínimo (SOC_{min}) é considerado igual ao 70%. A capacidade da bateria em cada momento em kWh está dada pela equação (3.49).

$$E_b(t) = SOC(t) * E_{Bn} \quad (3.49)$$

Com as expressões do modelo foi desenvolvido um programa em Matlab para obter os valores de tensão de carga e descarga da bateria e seu estado de carga.

3.3.3 Simulação da bateria

Para simular os ciclos de carga e descarga da bateria em condições nominais, os dados de entrada ao programa são: a corrente de carga/descarga (equação (3.44)), a temperatura de operação ideal das células da bateria, capacidade da bateria num regime de descarga de 10 horas e um estado de carga inicial (SOC).

A bateria Freedom DF4001, com 12 V de tensão nominal e 200 Ah de capacidade para um regime de descarga de 10 horas, foi utilizada para avaliar o modelo. Usando as equações de descarga da bateria (3.35) - (3.37) e uma corrente constante de 20A, foi simulado o ciclo de descarga da bateria em condições nominais obtendo a curva de tensão de descarga (Figura 3.10), onde é possível observar que a curva do modelo apresenta similitudes com a curva fornecida pelo fabricante. A discrepância máxima entre os resultados obtidos com o modelo e a curva do fabricante é de 1,47 %, pelo que o modelo se ajusta às necessidades requeridas para sua aplicação.

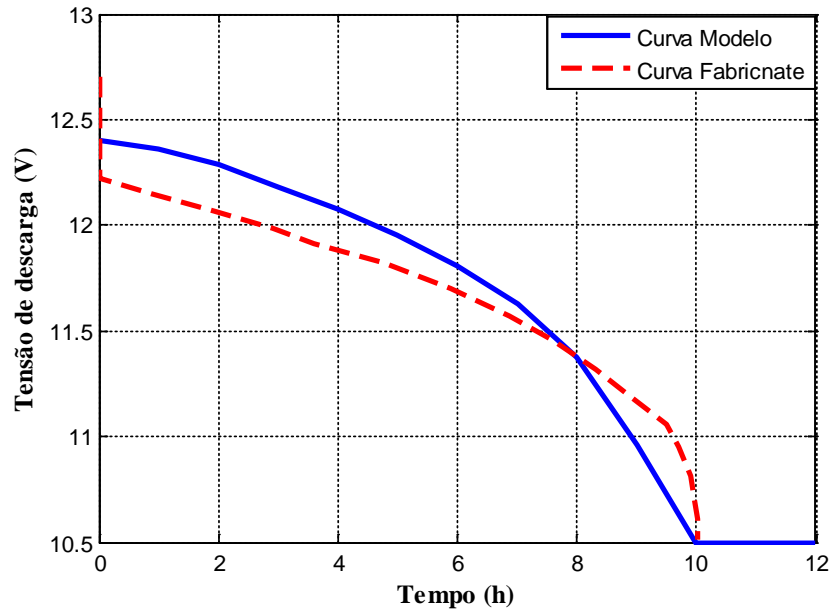


Figura 3.10. Curva característica de descarga para uma corrente constante de 20 A, bateria Freedom DF4001.

Para caracterizar um comportamento completo da bateria, é utilizado um sinal de corrente positiva e negativa (ver Figura 3.11), que simula o fornecimento ou saída de energia da bateria em um período de um dia. SOCmin e SOCmax foram estabelecidos em 40% e 90% para garantir o funcionamento da bateria com maior eficiência. A partir desses dados de entrada é possível simular a resposta de tensão e o estado de carga da bateria (ver Figura 3.12).

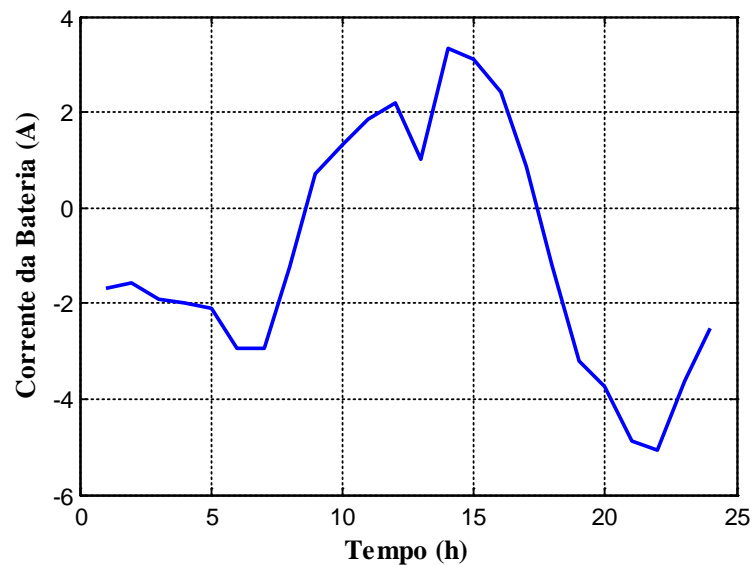


Figura 3.11. Corrente da Bateria em amperes.

Na Figura 3.12, é possível observar que a tensão da bateria atinge valores máximos de 13,8 V e valores mínimos de aproximadamente 11,9 V, isto é certo, já que o modelo estabelece que

para uma corrente de carga (positiva) a tensão nos bornes deve estar acima da tensão nominal da bateria, e para uma corrente de descarga (negativa), a tensão deve estar abaixo da tensão nominal (12 V). O estado de carga (SOC) aumenta quando a bateria está se carregando e diminui, quando a bateria está em descarga. Observa-se também que o estado de carga permanece constante quando a bateria é totalmente descarregada.

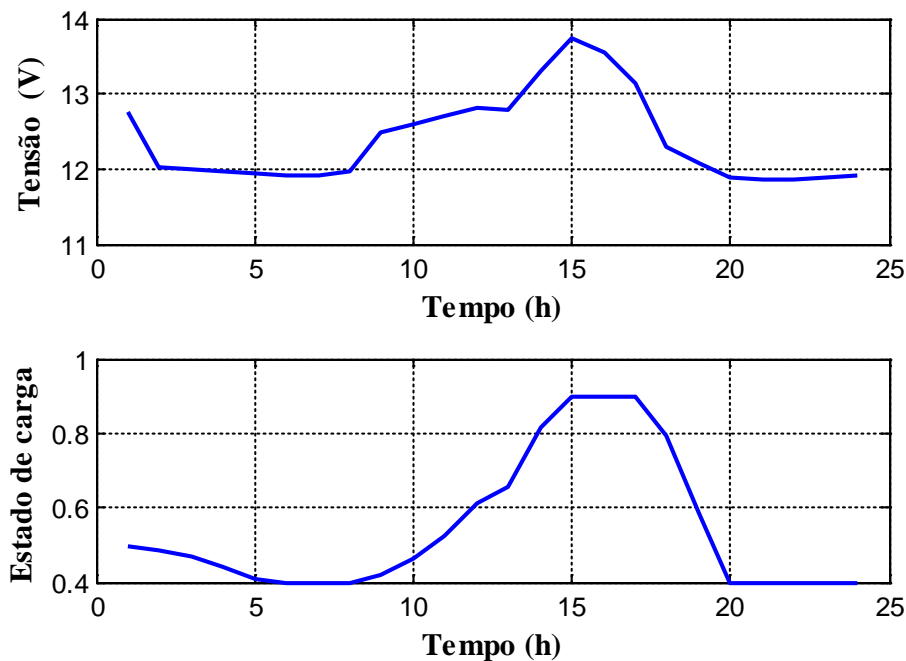


Figura 3.12. Simulação da tensão e estado de carga da bateria.

3.3.4 Estimativa da vida útil da bateria

A bateria é uma parte importante de qualquer sistema energético baseado em fontes renováveis de energia, e tem uma influência significativa quando se consideram os custos do sistema, pois as baterias possuem uma vida útil substancialmente inferior aos outros equipamentos e pode ser ainda menor, a depender da forma de uso e do dimensionamento do sistema. Isto faz com que as estimativas de custo da energia dos projetos sejam duvidosas, já que o custo do ciclo de vida útil das baterias é um dos gastos significativos dos sistemas com fontes de energias renováveis e uma das principais fontes de incerteza para os investidores.

De acordo com Wenzl et al. [88] há vários modelos para estimar a vida útil das baterias, a qual depende fundamentalmente das condições de operação, do regime de carga/descarga e da temperatura das baterias. De forma geral os principais tipos de modelos são:

- O modelo de degradação de desempenho, que simula o comportamento real das baterias. O tempo de vida útil em baterias reais faz referência à perda de capacidade

que tem a bateria para fornecer uma quantidade específica de sua capacidade nominal, geralmente 80% [89].

- Os modelos que relacionam o final da vida útil das baterias com parâmetros possíveis de serem medidos, como a energia de carga/descarga e o número de ciclos. Esses modelos são utilizados pelo programa HOMER e pelo HYBRID2 [90], [31].

Os fabricantes de baterias fornecem as curvas dos ciclos de vida em função da profundidade de descarga para cada tipo de bateria. Essas informações são úteis para estimar a vida útil das baterias em um sistema intermitente de energia.

O tempo de vida da bateria é determinado pela energia de carga/descarga de uma bateria ao longo da sua vida útil e da vida em flutuação (float lifetime). A vida em flutuação representa o envelhecimento da bateria de acordo com as condições de contorno, tal como a temperatura ambiente, e é usualmente fornecida pelos fabricantes. A vida útil das baterias é calculada de acordo com a equação (3.50), [64]:

$$Vida_{bat} = \min \left[Vida_{flo}, \frac{N_{ciclos_eq} * C_n * V_{nbat}}{E_{cicl_bat_ano}} \right] \quad (3.50)$$

Onde V_{nbat} é a tensão nominal da bateria (V); C_n a capacidade nominal da bateria (Ah) e N_{ciclos_eq} é o número de ciclos corresponde à mesma energia necessária para carregar/descarregar as baterias, considerando todos os ciclos equivalentes a 100% da profundidade de descarga, e pode ser expresso como:

$$N_{ciclos_eq} = CF_i * \frac{DOD_i}{100} \quad (3.51)$$

CF_i é o número de ciclos da bateria até o final da vida da bateria para a profundidade de descarga DOD_i .

A energia de carga/descarga de uma bateria ao longo da sua vida útil, também denominada de Energia Ciclada ($E_{ciclada_i}$ (Wh)) pode ser determinada pela profundidade de descarga específica (DOD_i) e pelo número de ciclos correspondente (CF_i) como:

$$E_{ciclada_i} = CF_i * \frac{DOD_i}{100} * V_{n_{bat}} * C_n \quad (3.52)$$

A energia ciclada para cada bateria pode ser determinada como:

$$E_{cicl_bat_ano} = \frac{E_{cicl_banco_ano}}{N_{bat_p} N_{bat_s}} \quad (3.53)$$

Onde, $E_{cicl_bat_ano}$ é a energia ciclada das baterias em um período de um ano; N_{bat_p} é o número de baterias em paralelo e N_{bat_s} é o número de baterias em série.

3.4 Gerador diesel

Um grupo gerador diesel de corrente alternada esta composto por um motor de combustão interna acoplado a um gerador síncrono ou de indução, montado juntamente com componentes de supervisão e controles necessários para seu funcionamento. Estes sistemas de geração convertem a energia contida no combustível fóssil (óleo Diesel) em energia mecânica por meio do motor de combustão, que através de um acoplamento mecânico movimentam o gerador elétrico, com a finalidade de converter a energia mecânica em energia elétrica.

Os geradores a diesel são projetados tipicamente para operar nos pontos de maior eficiência, os quais se encontram próximos de sua potência máxima de geração, isso é chamado o ponto ideal de funcionamento. Assim é recomendável que os geradores operem neste ponto porque caso contrário o custo de combustível por unidade de energia gerada (\$/kWh) será alto.

A capacidade do gerador diesel a instalar em determinado sistema depende principalmente do modo de interligação do mesmo, do tipo e da natureza da carga. Se o gerador for planejado para uma ligação direta à carga, então a sua potência nominal deverá ser prevista, no mínimo para o pico da carga. Se, por outro lado, estiver interligado ao sistema, através de baterias, então a corrente produzida pelo gerador não deverá ultrapassar o valor de $C(Ah)/5$ [91], onde $C(Ah)$ corresponde à capacidade em ampère hora da bateria, de modo a não ultrapassar a corrente máxima de carga das baterias.

Os valores de consumo específico de combustível, vazão de ar, potência elétrica produzida e temperatura dos gases de exaustão são geralmente fornecidas em catálogos e folhetos dos fabricantes, sendo determinados por meio de testes realizados em condições de referência estabelecidas pela norma internacional ISO 3046:

- ✓ Pressão Barométrica: 100 kPa;
- ✓ Temperatura do Ar: 25 °C;
- ✓ Altitude: 110 m;
- ✓ Umidade Relativa do Ar: 30%.

Para esta tese foi elaborada uma base de dados a partir da informação fornecida pelos fabricantes (Cummins, Generac, Scania, Genmac entre outros), com as características típicas e parâmetros operacionais dos geradores a diesel. A variável independente é a potência elétrica do gerador e as características são dadas para cada gerador com potência elétrica nominal. A base de dados contém informação de geradores comerciais, na gama de 9kWe a 2800 kWe.

3.4.1 Consumo de combustível

Para determinar o consumo de combustível (L/h) dos MCI, foi realizada uma correlação de mínimos quadrados elaborados a partir dos parâmetros de funcionamento dos geradores comerciais. Em carga plena, o consumo específico de geradores a diesel em função de sua potência nominal é mostrado na Figura 3.13.

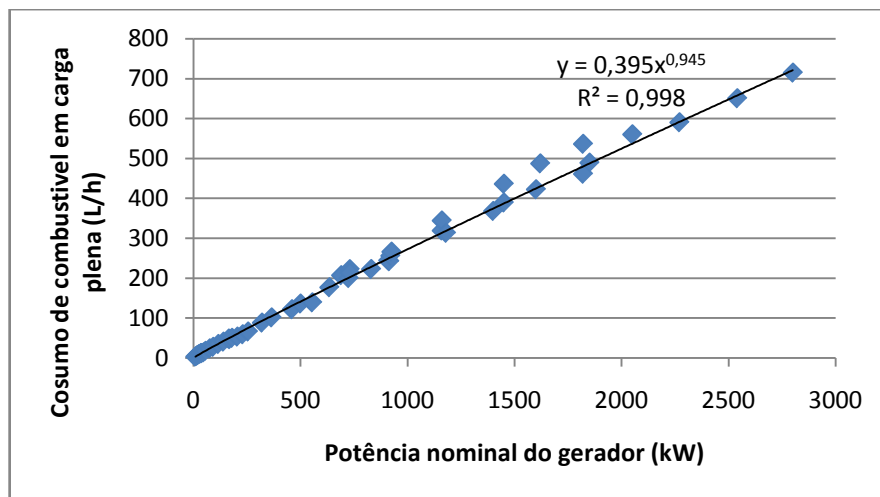


Figura 3.13. Consumo de combustível como função da potência nominal.

Com base nas regressões da Figura 3.13, é possível estabelecer uma equação para ser usada no modelo do gerador. A melhor correlação obtida entre o consumo de combustível e a potência nominal do gerador é dada pela equação (3.54):

$$F_G = 0,395 * P_n^{0,945} \quad (3.54)$$

Onde F_G é o consumo de combustível em plena carga (L/h) e P_n é a potência nominal do gerador (kW).

Os catálogos dos fabricantes, além de fornecer o consumo de combustível em carga plena apresentam também o consumo de combustível em cargas parciais de 75%, 50% e 25% da potência nominal. De posse destes dados, referentes à base dados de geradores comerciais, foi possível obter-se uma correlação, envolvendo o consumo de combustível e a carga parcial do gerador. A Figura 3.14 mostra a regressão para o consumo de combustível como uma função da carga parcial.

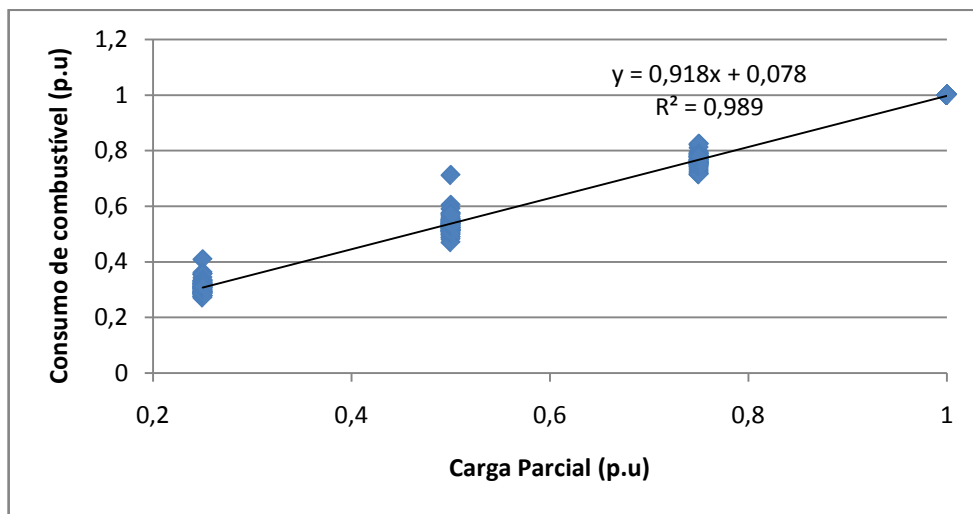


Figura 3.14. Consumo de combustível em função da carga parcial.

A partir da Figura 3.14 é possível obter a equação (3.55), que representa o consumo de combustível a carga parcial:

$$\frac{F_R}{F_G} = 0,9187 * P_L + 0,0784 \quad (3.55)$$

Onde F_R é o consumo de combustível a carga parcial (L/h); P_L é a carga parcial, a qual é definida como a relação entre a potência em condições reais de operação (P_{carga}) e a potência nominal do motor (P_n), equação (3.56):

$$P_L = \frac{P_{carga}}{P_n} \quad (3.56)$$

3.4.2 Eficiência Elétrica

Para avaliar o desempenho do gerador se utiliza o conceito de rendimento, o qual se define como a relação entre a potência elétrica efetivamente gerada e a energia térmica fornecida pelo combustível:

$$\eta_{gd} = \frac{3,6 * P_{carga}}{\dot{m}_{comb} * PCI_{comb}} \quad (3.57)$$

Onde, η_{gd} é o rendimento na conversão de energia do gerador a diesel (%); \dot{m}_{comb} é o vazão mássica do combustível (kg/h) e PCI_{comb} é o poder calorífico inferior do combustível (MJ/kg); o fator de 3,6 e obtido da conversão, 1kWh = 3,6MJ.

A vazão mássica do combustível pode ser calculada como:

$$\dot{m}_{comb} = \rho_{comb} * \frac{F_R}{1000} \quad (3.58)$$

Sendo, ρ_{comb} a massa específica do combustível (833kg/m³) e F_R o consumo de combustível em (L/h).

3.4.3 Temperatura e vazão mássica dos gases de exaustão

A relação entre a temperatura do gás de exaustão e a energia elétrica produzida pelo motor é estritamente dependente do tamanho do motor e da relação de ar-combustível real [92]. A Figura 3.15 mostra as regressões para a temperatura da mistura dos gases de exaustão como uma função da potência elétrica (motores sem turbo compressor).

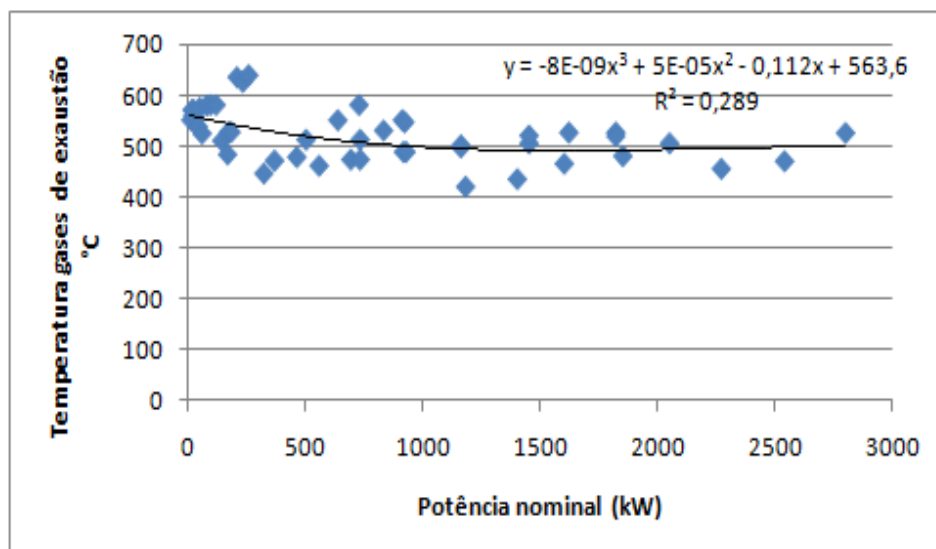


Figura 3.15. Temperatura dos gases de exaustão como função da potência nominal.

Como a relação ar-combustível usada pelos diferentes fabricantes para a mesma gama de potência é diferente, os pontos da Figura 3.15 estão distribuídos sem mostrar alguma tendência; no entanto, a estimativa é considerada útil para os cálculos aqui requeridos. A temperatura de saída dos gases de exaustão, em °C, e é dada pela equação (3.59):

$$T_g = -8 * 10^{-9} * P^3 + 5 * 10^{-5} * P^2 - 0,112 * P + 563,6 \quad (3.59)$$

A partir do balanço de massa para o motor pode-se obter a expressão para a vazão mássica dos gases exaustão, equação (3.60).

$$\dot{m}_g = \dot{m}_{comb} + \dot{m}_{ar} \quad (3.60)$$

A vazão mássica do ar \dot{m}_{ar} é mais um dado fornecido pelos fabricantes, e a regressão também pode ser obtida de forma direta, a Figura 3.16 mostra a curva de correlação.

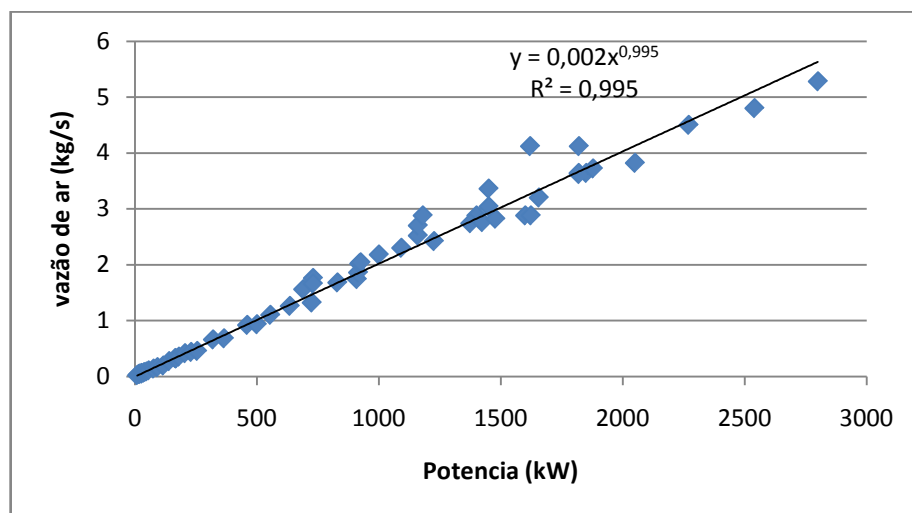


Figura 3.16. Vazão de ar em função da potencia nominal.

A correlação obtida entre a vazão mássica de ar e a potência nominal do gerador esta dada pela equação (3.61):

$$\dot{m}_{ar} = 0,0021 * P_n^{0,9954} \quad (3.61)$$

O comportamento a carga parcial do motor de combustão interna é apresentado na Figura 3.17. Da Figura é possível observar que, um motor que opera em carga parcial acima de 75% da potência nominal, utiliza aproximadamente 33% da energia do combustível para produzir trabalho mecânico. Se o motor opera com carregamentos menores a 75%, a porcentagem de energia do combustível utilizado para produzir trabalho mecânico é menor, o que significa um consumo maior de combustível por kWh de energia elétrica produzida a carga parcial.

Também, observa-se a percentagem de energia do combustível que é dissipada ao meio ambiente através dos gases de exaustão é de aproximadamente 27% para o motor operando com carregamento acima de 75%, e, aumenta para carregamento inferior a 75%.

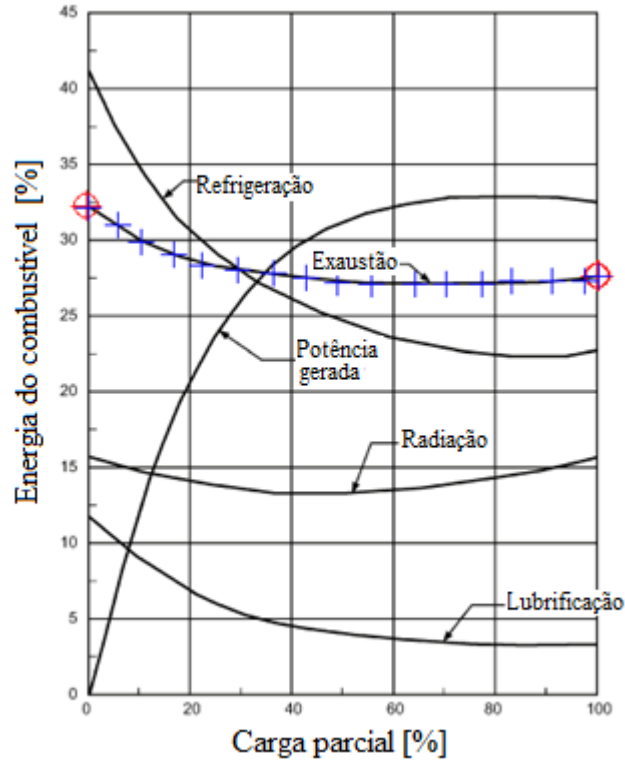


Figura 3.17. Potência e perda de calor produzida pelo motor diesel em função da carga parcial [93]

Usando as informações da Figura 3.17, pode-se estimar a energia dissipada ao meio ambiente através dos gases de exaustão (equação (3.62)), obtida por regressão.

$$\frac{Q_G}{F_R * PCI_{comb}} = 0,0003 * P_L^2 - 0,0453 * P_L + 0,3201 \quad (3.62)$$

Onde Q_G é a energia nos gases de exaustão (kW); e PCI_{comb} é o poder calorífico inferior do combustível (43000 kJ/kg).

Com os dados da vazão mássica e energia dos gases de exaustão a carga parcial do motor é possível determinar a temperatura destes gases, a partir da equação (3.63).

$$T_g = \frac{\dot{Q}_G}{\dot{m}_g * C_{pg}} + T_{amb} \quad (3.63)$$

Onde C_{pg} o calor específico a pressão constante da mistura, (kJ/kg.K); T_g temperatura da mistura dos gases de exaustão (°C); e T_{amb} é a temperatura ambiente (°C).

Para temperaturas situadas no intervalo entre 200 K e 1000 K, o calor específico de cada componente dos gases de exaustão em base molar é dado pela função polinomial definida na equação (3.64), obtida de McBride et al, [94].

$$C_{p,i} = R(a_{i1} * T^{-2} + a_{i2} * T^{-1} + a_{i3} + a_{i4} * T + a_{i5} * T^2 + a_{i6} * T^3 + a_{i7} * T^4) \quad (3.64)$$

Onde R é a constante universal dos gases em kJ/kmol*K; T é a temperatura dos gases em K e a_{in} são os coeficientes para cada componente i dos gases de exaustão.

Obtido o valor do calor específico de cada componente, é possível calcular o valor para a mistura como:

$$C_p = \sum (x_i * C_{p,i}) \quad (3.65)$$

Onde $C_{p,i}$ é o calor específico em base molar à pressão constante para o estado padrão de cada componente i (kJ/kmol*K); e x_i é a fração molar de cada componente.

A Tabela 3.2 mostra os valores dos coeficientes a_{in} referentes a cada um dos componentes i, aplicáveis para a temperatura compreendida entre 200 K e 1000 K.

Tabela 3.2. Coeficientes a_{in} para cada um dos componentes da mistura

Coeficientes	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂
a_{i1}	4,493651E+04	-3,947961E+04	2,210371E+04	-3,425563E+04
a_{i2}	-6,264116E+02	5,755731E+02	-3,818462E+02	4,847001E+02
a_{i3}	5,301725	9,317827E-01	6,082738	1,1190111
a_{i4}	2,503814E-03	7,222713E-03	-8,530914E-03	4,293889E-03
a_{i5}	-2,127309E-07	-7,342557E-06	1,384646E-05	-6,836301E-07
a_{i6}	-7,689989E-10	4,955043E-09	-9,625794E-09	-2,023373E-09
a_{i7}	2,849678E-13	-1,336933E-12	2,519706E-12	1,0390404E-12

Fonte: [94]

Para determinar a fração molar de cada componente é realizado um balanço molar no motor, como mostra a Figura 3.18.

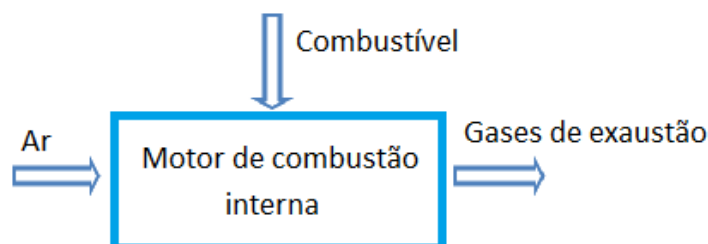
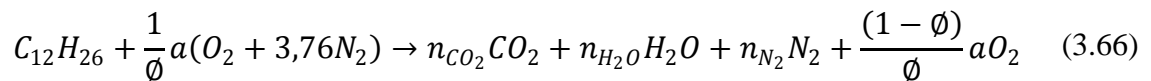


Figura 3.18. Balanço molar do motor

Os combustíveis comumente usados em motores de combustão interna são a gasolina e o diesel. Neste trabalho o motor usa o diesel como combustível, que é equivalente ao hidrocarboneto duodecano, de acordo com Sonntag et al. [95], sendo designado pela fórmula $C_{12}H_{26}$.

Para calcular o número de mols de cada um dos componentes da mistura constituinte dos gases de exaustão, é necessário realizar um balanço molar dos componentes na equação global da combustão, que inclui a razão de equivalência combustível/ar do motor. A equação global da combustão é dada pela equação (3.66), onde os principais produtos são CO_2 , H_2O , O_2 e N_2 [96].



Onde a , n_{CO_2} , n_{H_2O} , n_{N_2} são os coeficientes para a combustão estequiométrica; e ϕ é a razão de equivalência combustível/ar, a qual esta dada por:

$$\phi = \frac{m_{comb} / m_{ar}}{(m_{comb} / m_{ar})_e} \quad (3.67)$$

Do balanço molar é obtido o número de moles para os componentes de dióxido de carbono e água:

$$n_{CO_2} = 12$$

$$n_{H_2O} = 13$$

O valor obtido de a é 18,5; pelo que o número de moles para o oxigênio é definido como:

$$n_{O_2} = \frac{[18,5 * (1 - \phi)]}{\phi} \quad (3.68)$$

Para o nitrogênio, o número de moles é definido pela equação (3.69).

$$n_{N_2} = \frac{69,8}{\phi} \quad (3.69)$$

O número de moles total da mistura é obtido pelo somatório dos valores n_i correspondente a cada componente i , ou seja:

$$n = \sum n_i \quad (3.70)$$

Onde n é o número de mols total da mistura e n_i , é o número de mols de cada componente i da mistura. Portanto, os valores para a fração molar de cada componente estão dados pela equação (3.71):

$$x_i = \frac{n_i}{n} \quad (3.71)$$

Com as suposições acima, é possível calcular um valor aproximado de consumo de combustível, vazão mássica do ar, temperatura e vazão mássica dos gases de exaustão de qualquer motor de combustão interna (MCI) com uma capacidade entre 9-2800 kW_e. O único dado necessário é a potência elétrica de saída do motor. Esta é uma suposição geral que permite simular o comportamento de qualquer ponto de operação de um MCI.

3.4.4 Simulação do gerador diesel

As equações (3.54)-(3.71) foram utilizadas para a simulação do comportamento do gerador diesel. O gerador a diesel GENERAC foi usado para validar os dados a carga nominal e carga parcial do gerador. A potência elétrica na saída do gerador é 315 kW e frequência de 60Hz. A Tabela 3.3 mostra os dados fornecidos pelo fabricante.

Tabela 3.3. Dados do grupo gerador a diesel

Consumo de combustível 100% da carga	86,3 l/h
Consumo de combustível 75% da carga	68,5 l/h
Consumo de combustível 50% da carga	49,6 l/h
Vazão mássica de ar de combustão a potência nominal	30,4 m ³ /min \cong 36,48 kg/min
Vazão mássica dos gases de exaustão a potência nominal	79,5 m ³ /min \cong 37,49 kg/min
Temperatura dos gases de exaustão	580 °C

Para avaliar o modelo, o grupo gerador foi modelado para 50, 75 e 100% de sua carga nominal, os resultados obtidos são apresentados na seguinte tabela.

Tabela 3.4. Resultados do modelo

Parâmetros	100% da carga	75% da carga	50% da carga
Consumo de combustível (l/h)	90,67	70,01	49,06
Vazão mássica de ar de combustão (kg/min)	38,65	38,65	38,65
Vazão mássica dos gases de exaustão (kg/min)	39,91	39,62	39,33
Temperatura dos gases de exaustão (°C)	530,3	297,51	224,91

Comparando os resultados obtidos com o modelo proposto e os dados fornecidos pelo fabricante, obtém-se um desvio relativo de 5,06%, para o consumo de combustível a 100% da carga, de 2,2% para 75% da carga e 1.07% para 50% da carga.

Os valores de vazão mássica de ar, temperatura e vazão mássica dos gases de exaustão apresentaram diferenças com relação aos dados fornecidos pelo fabricante de 5,95%; 8,09% e 6,45%; respectivamente para 100% da carga. Portanto, considera-se que os valores obtidos com o modelo são suficientes para estimar o consumo de combustível e avaliar o potencial energético dos gases de exaustão.

A partir do equacionamento apresentado acima é possível determinar o comportamento do gerador diesel para diferentes pontos de operação. A Figura 3.19 exibe o comportamento da temperatura e vazão mássica dos gases de exaustão em função da potência de saída do gerador diesel.

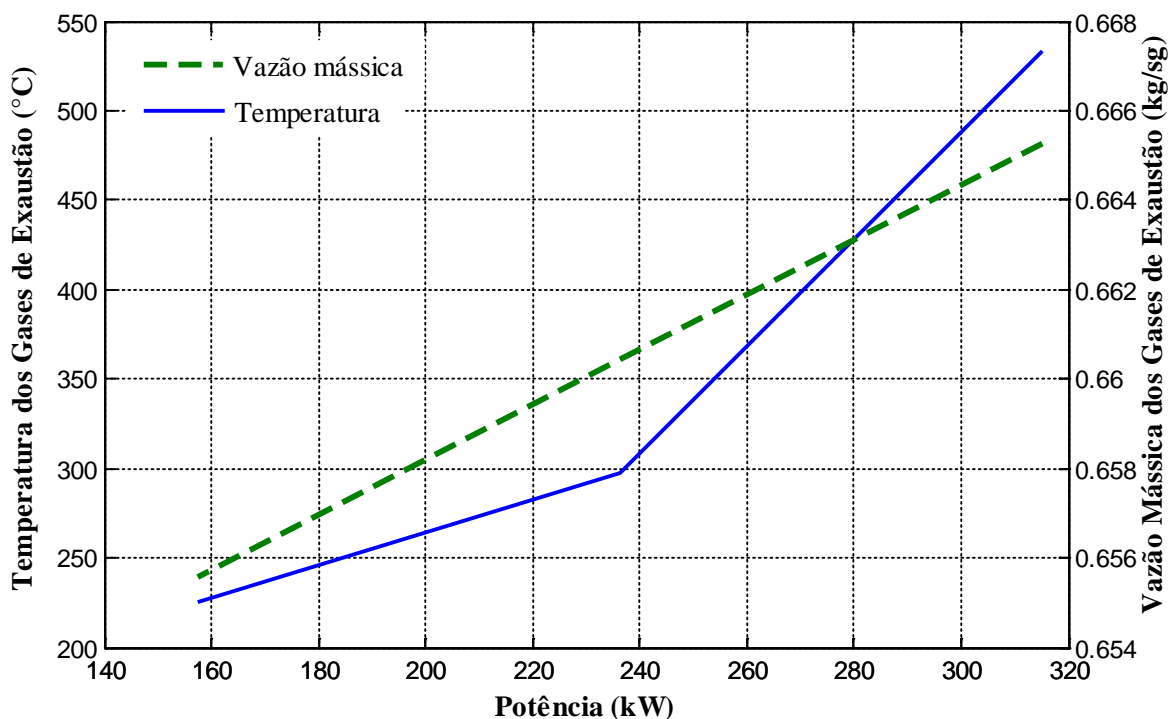


Figura 3.19. Temperatura e Vazão mássica dos Gases de Exaustão, em função da potência do gerador GENERAC de 315 kW.

Da Figura 3.19 é possível observar que, o aumento na potência de saída do gerador promove a elevação da temperatura e da vazão mássica nos gases de exaustão. Também se observa que para a potência de 236 kW a temperatura apresenta um ponto de inflexão, a partir do qual, aumenta subitamente até 533.03 °C.

Os valores de consumo específico e rendimento do gerador diesel GENERAC de 315 kW (394 kVA) em carga plena, assim como também em cargas parciais de 75% e 50% da potência nominal, são apresentados na Figura 3.20. Nota-se, através da curva, que existe um aumento no rendimento do motor com a elevação da potência. Observa-se, também, que o consumo de combustível por kWh gerado é maior para baixas potências.

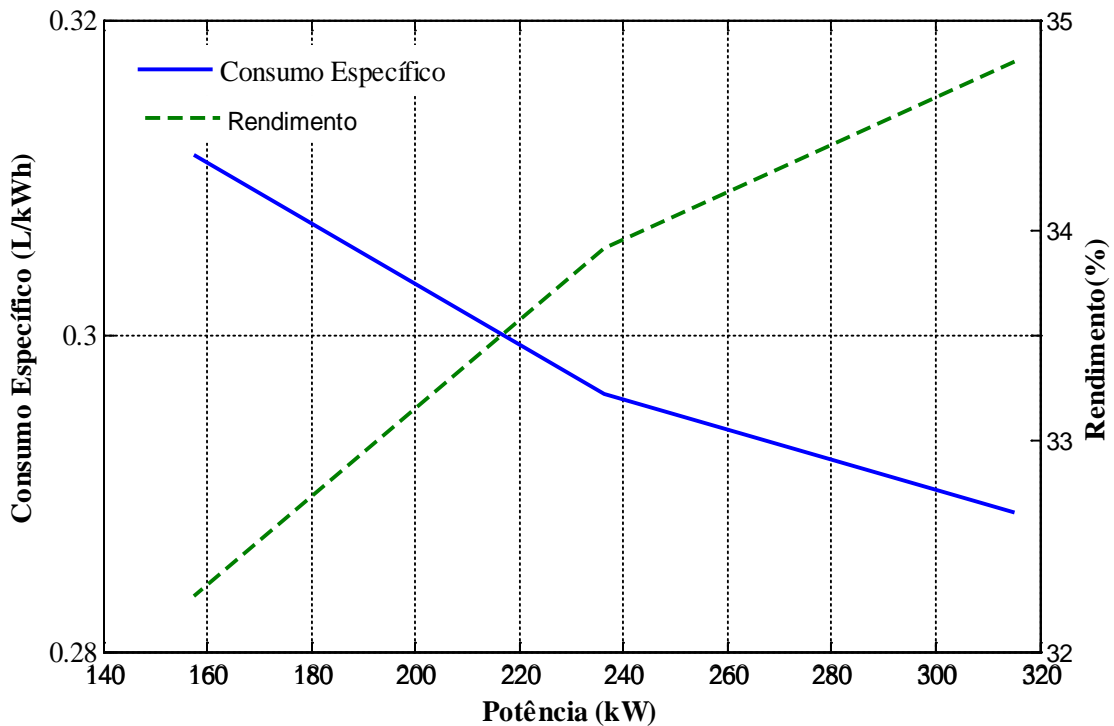


Figura 3.20. Curva de consumo específico de combustível e rendimento do gerador GENERAC de 315 kW.

Assim, é recomendável que o gerador diesel opere acima de 75% de sua potência nominal, deste modo o consumo de combustível do gerador seja menor e seu rendimento seja maior.

3.5 Ciclo Orgânico Rankine (ORC)

Com a finalidade de aproveitar o potencial energético dos gases de exaustão do motor de combustão interna, é modelado um Ciclo Orgânico Rankine simples (SORC) (Ver Figura 2.5). São descritas as equações de balanço de massa e energia, que descrevem o desempenho de cada componente do sistema térmico, e deste modo obter a potência útil do ORC.

Para a análise termodinâmica do sistema ORC, para o aproveitamento de calor do motor de combustão interna, algumas suposições são aplicadas de modo a tomar o problema mais simples de modelar:

- A operação do ciclo ocorre sob-regime permanente;

- Não há variação da energia potencial e da energia cinética do fluido de trabalho ao longo do ciclo;
- As perdas de calor na tubulação, no evaporador, no condensador, na turbina e na bomba não são levadas em consideração;
- As quedas de pressão no evaporador, condensador e tubulação são consideradas desprezíveis [60];
- As eficiências isentrópicas da turbina e da bomba são constantes ($\eta_b = 80\%$, $\eta_t = 70\%$) [57];
- O fluido de trabalho na saída do condensador encontra-se como líquido saturado a uma temperatura de 35°C [54];
- A eficiência do gerador elétrico é considerada de 93%.

i. Evaporador

Neste equipamento é realizado todo o fornecimento de calor ao ciclo, quanto maior quantidade de calor é absorvida pelo evaporador maior é o trabalho adicional que pode ser potencialmente produzido pelo ORC. O evaporador é modelado com um único trocador de calor em contracorrente, como pode ser observado na Figura 3.21, onde os subscritos "g" e "f" fazem referência ao fluido da fonte de calor (gases de exaustão do motor de combustão interna) e ao fluido de trabalho do ORC respectivamente.

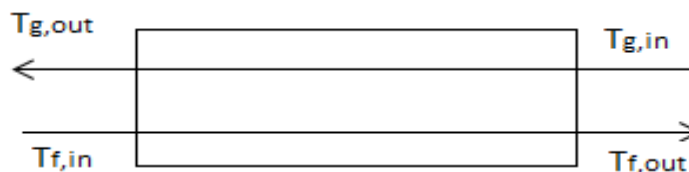


Figura 3.21. Trocador de calor em contracorrente

O desempenho do evaporador é limitado pelo ponto pinch (PP), o qual é definido no diagrama T-h como o ponto onde é obtida a mínima diferença de temperatura entre o fluido da fonte de calor e o fluido de trabalho. O ponto pinch corresponde à diferença de temperatura entre o fluido de trabalho no estado de líquido saturado e a temperatura dos gases de. Assim, de acordo com Shu et al.[57], Tian et al. [56] e Vaja e Gamborotta [54], é necessário garantir uma diferença de temperaturas mínima de 30° no ponto pinch ($\Delta T_{pp,min}$), com a finalidade de assegurar o bom funcionamento do permutador de calor com mudança de fase.

O processo de transferência de calor pode ser dividido em três etapas, pré-aquecimento, evaporação e, se necessário, sobreaquecimento. Para o presente trabalho o processo foi dividido em duas etapas (pré-aquecimento e evaporação). Para determinar o calor que é efetivamente recuperado, assim, como a vazão mássica do fluido de trabalho, é necessário realizar um balanço de energético do evaporador, a partir do perfil de temperatura mostrado na Figura 3.22.

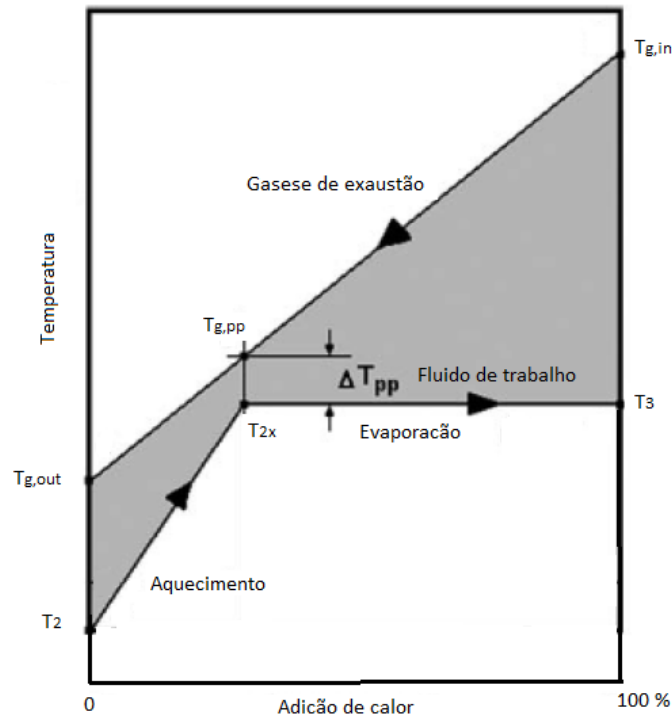


Figura 3.22. Perfil de temperatura no evaporador

O primeiro balanço de energia, referente à vaporização do fluido, é realizado entre os pontos 2x e 3. O ponto pinch é assumido no ponto 2x, sendo $T_{gpp} = T_{2x} + \Delta T_{pp,min}$, assim, o vazão mássica do fluido de trabalho pode ser calculada como:

$$m_f = \frac{m_g * C_{pg} * (T_{gin} - T_{gpp})}{h_3 - h_{2x}} \quad (3.72)$$

Sendo m_f o vazão mássica do fluido de trabalho em kg/s; T_{gin} a temperatura dos gases na entrada do evaporador (K); T_{gpp} a temperatura no ponto pinch e h_3 e h_{2x} as entalpias do fluido de trabalho na saída e ponto pinch do evaporador.

As entalpias do fluido de trabalho são obtidas em função da temperatura de vaporização determinada para o ORC, para isto foi utilizada a biblioteca de software livre “CoolProp”, multi-plataforma que fornece os parâmetros termodinâmicos do fluido de trabalho [97]. O

calor específico é estimado a partir da composição dos gases de exaustão, como foi descrito na seção 3.4.

Um segundo balanço energético é realizado entre os pontos 2 e 2x, o qual permite determinar a temperatura dos gases de exaustão na saída do evaporador:

$$T_{g,out} = T_{g,pp} - \dot{m}_f \frac{h_{2x} - h_2}{\dot{m}_g * \bar{C}_{pg}} \quad (3.73)$$

Se a temperatura, $T_{g,out}$, calculada anteriormente, for inferior à temperatura mínima permitida para os gases de exaustão, é necessário reduzir o vazão mássica do fluido de trabalho até que se atinja a condição ($T_{g,out} > 120 \text{ }^\circ\text{C}$), com a finalidade de evitar condensação e formação de ácido na tubulação. Assim, é necessário aumentar a diferença de temperaturas do ponto pinch. Neste processo iterativo a nova diferença de temperatura é:

$$T_{g,ppn} = T_{g,in} - \dot{m}_f \frac{h_3 - h_{2x}}{\dot{m}_g * \bar{C}_{pg}} \quad (3.74)$$

ii. Turbina

O desempenho da turbina é estabelecido em função da eficiência isentrópica do equipamento, a qual é definida como:

$$\eta_{is,t} = \frac{\dot{W}_{real}}{\dot{W}_{is}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4,s}} \quad (3.75)$$

Onde h_{4s} é a entalpia do fluido para uma condição isentrópica na saída da turbina e h_3 é a entalpia do fluido na entrada da turbina. Desta forma, a potência mecânica gerada pela turbina, é determinada como:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_f (h_3 - h_4) \quad (3.76)$$

iii. Condensador

O calor rejeitado pelo ciclo é calculado através da seguinte equação.

$$\dot{Q}_{con} = \dot{m}_f (h_4 - h_1) \quad (3.77)$$

iv. Bomba

O modelo termodinâmico da bomba é estabelecido em função da eficiência isentrópica, a qual é um dado de entrada do modelo e pode ser expressa como:

$$\eta_b = \frac{h_{2S} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (3.78)$$

A potência consumida pela bomba é calculada pela equação (3.79):

$$W_b = \dot{m}_f (h_2 - h_1) \quad (3.79)$$

Uma vez conhecidos todos os estados do ciclo é possível calcular a potência líquida através da equação (3.80):

$$W_{liq} = (W_t - W_b) \cdot \eta_{gen} \quad (3.80)$$

Sendo η_{gen} , a eficiência do gerador elétrico.

Após a obtenção dos valores para cada um destes parâmetros, é possível calcular a eficiência do sistema, equação (3.81):

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_t - W_b}{\dot{Q}_{evap}} \quad (3.81)$$

3.5.1 Simulação do Ciclo

A programação do modelo se divide em duas fases, a primeira fase consiste no cálculo das propriedades termodinâmicas para o fluido de trabalho e a segunda fase na determinação da vazão mássica do fluido de trabalho, a potência gerada pelo ORC e sua eficiência.

Na primeira fase, as variáveis de entrada são a temperatura de condensação, a pressão crítica do fluido, a eficiência isentrópica da turbina e da bomba. Estas variáveis foram introduzidas num programa de cálculo, escrito em Matlab, e para obter as propriedades termodinâmicas do fluido foi utilizado o programa CoolProp [97].

Na segunda fase, as variáveis de entrada são: o calor específico, a vazão mássica e a temperatura dos gases de exaustão na entrada do evaporador. Desta forma se determina a potência gerada e a eficiência do ORC.

Para avaliar o programa foram utilizados os dados do grupo gerador diesel, fornecidos por Vaja e Gambarotta [54], em seu trabalho, cujas características são apresentadas na Tabela 3.5. A Figura 3.23 mostra uma representação esquemática do sistema modelado.

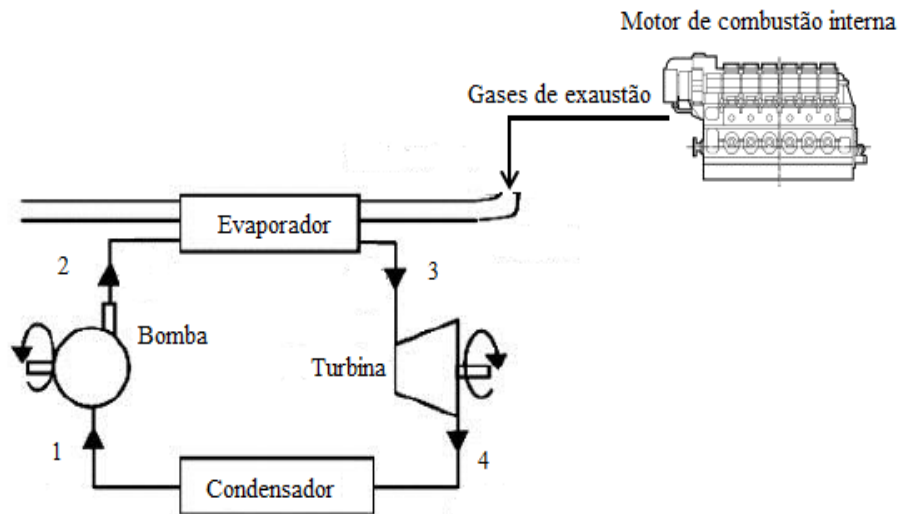


Figura 3.23. Representação esquemática do sistema

Tabela 3.5. Dados do grupo motor a diesel

Potencia eléctrica	2928 kW
Vazão mássica de ar de combustão a potência nominal	15,154 kg/h
Vazão mássica dos gases de exaustão a	15,673 kg/h
Temperatura dos gases de exaustão	470 °C

Vaja e Gambarotta [54] utilizaram em seu trabalho uma temperatura de condensação de 35°C, eficiência isentrópica da turbina e da bomba de 0,7 e 0,8, respectivamente. A diferença de temperatura no ponto pinch foi de 30°C e a temperatura mínima dos gases na saída do evaporador de 120 °C. O fluido de trabalho utilizado foi o Benzeno cuja pressão e temperatura crítica são 2000 kPa e 562,02 K. Os resultados obtidos com o modelo e as discrepâncias com relação a trabalhos prévios são apresentados na seguinte tabela.

Tabela 3.6. Validação do modelo

P_{ORC} [kW]	η_{ciclo}	P_{cond} [kPa]	m_f [kg/s]	V_3 [m ³ /s]	v_4/v_3	Δh_{3-4} [kJ/kg]	Fonte
332,2	0,198	19,6	2,6	0,0495	107,79	130,5	Presente
349,3	0,199	19,6	2,73	0,052	107	130,5	[54]
334,1	0,198	19,6	2,56	0,049	107,3	130,5	[56]

De acordo com a tabela 3.6, os valores obtidos com o modelo desenvolvido apresentam uma diferença relativa de aproximadamente 5%, com relação ao reportado por Vaja e Gambarotta (2010). Enquanto apresentou diferenças inferiores ao 1% com os valor reportado por Tian et al., (2012).

Para o presente trabalho será utilizado o fluido orgânico R245fa, um hidrofluorcarbono, cuja temperatura e pressão crítica são 427 K e 3639 kPa. De acordo com a revisão bibliográfica efetuada, concluiu-se que este fluido de trabalho é o mais adequado para aplicações do ORC na recuperação do calor dos motores de combustão interna, pois apresenta às seguintes propriedades [98]:

- Pendente positiva da curva de vapor saturado, o que significa que o fluido após da expansão termina no estado de vapor sobreaquecido.
- Não requer superaquecimento
- Não danifica a camada de ozônio
- Apresenta um baixo nível de toxicidade
- Não apresenta degradação nos níveis de temperatura do ciclo
- Não é inflamável.

Para determinar a potência gerada pelo ciclo ORC, foi utilizado o gerador diesel GENERAC com potência nominal de 315 kW. O gerador opera com carregamentos de 100%, 75% e 50%.

A Figura 3.24 mostra a potência gerada pelo ciclo ORC em função da temperatura dos gases de exaustão do gerador diesel.

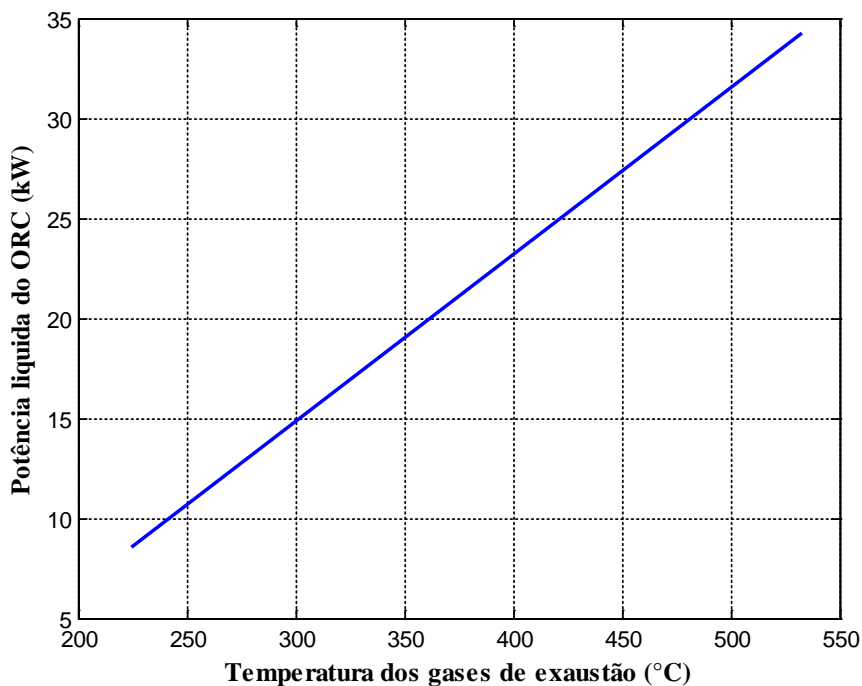


Figura 3.24. Potência líquida gerada pelo ciclo ORC.

O uso do ciclo ORC para o aproveitamento do calor residual dos gases de exaustão do gerador diesel permite incrementar a potência em 10,86%, 6,16% e 5,43%, quando o gerador opera a 100%, 75% e 50% de sua potência nominal, como pode ser observado na Figura 3.24. O sistema Diesel-ORC apresentou uma eficiência total de 38,58%, com o gerador diesel operando a plena carga. As eficiências do gerador e do ciclo foram de 34,8% e 12,09% respectivamente.

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo, apresentou-se uma descrição dos modelos matemáticos para estimação da irradiação solar horária sobre plano inclinado a partir de dados disponíveis por irradiação solar horária sobre o plano horizontal. Além disso, também foi apresentada a modelagem dos componentes do sistema híbrido: sistema fotovoltaico, gerador diesel, baterias, apresentado também o modelo termodinâmico do ORC.

Da mesma forma, foi modelado o processo de aproveitamento dos gases de exaustão do motor de combustão interna. De acordo com os resultados obtidos, a potência gerada aumenta em 10,86%, com a adição do ciclo ORC e o gerador diesel operando a carga nominal.

4 OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO

O sistema híbrido deve ser capaz de atender a demanda energética de forma contínua, confiável e com o menor custo possível. Neste sentido, para que o sistema híbrido tenha um funcionamento ótimo é necessário conhecer a radiação solar disponível no local a ser atendido e o consumo energético ou curva característica da carga. A quantidade de energia produzida pelo sistema híbrido deve ser igual à quantidade de energia demandada (carga do local, carga das baterias e as perdas).

A presença de fontes de geração de energia de natureza intermitente, e de sistemas de armazenamento, faz com que o correto dimensionamento do sistema seja uma tarefa complexa do ponto de vista técnico e econômico. Assim, o problema de otimização de sistemas híbridos não só envolve a capacidade dos componentes, mas também as estratégias de operação. Para o projeto ótimo de um sistema híbrido precisa-se otimizar a capacidade dos componente e a estratégia de operação do sistema.

4.1 Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos

Os sistemas de geração de energia elétrica baseados em fontes de energia renovável, geralmente operam em condições variáveis de conversão de energia e de carga, por esse motivo, juntamente com o uso combinado de diversos subsistemas de geração e armazenamento de energia, nos sistemas híbridos torna-se necessário definir uma estratégia geral de operação. O objetivo desta estratégia é determinar a cada momento qual a operação a efetuar, em que momento corresponde à utilização ou não da bateria e seu carregamento, assim como a utilização ou não do gerador diesel.

A definição de uma estratégia de operação deve ser realizada de acordo com um alvo pré-definido. De acordo com Bajpai e Dash [99], os principais objetivos de uma correta estratégia de operação são:

- O melhor aproveitamento possível da energia proveniente das fontes renováveis;
- O atendimento das cargas;
- O controle de estado de carga de sistemas de armazenamento;
- Minimizar os custos de geração;
- Minimizar o consumo de óleo diesel, etc.

Dentre a grande quantidade de estratégias possíveis de serem implantadas num sistema híbrido de geração de energia com gerador diesel, podem-se destacar três, baseados nas

operações pré-definidas propostas por Barley e Winn (1996) e utilizadas pelo programa HOMER, e que foram apresentadas por Dufo-López (2007), [64].

Na estratégia denominada "seguimento de Carga", as baterias são carregadas apenas pela produção de origem renovável. Assim, quando carga é menor que a geração renovável, as baterias são carregadas até atingirem o seu valor máximo. No caso em que a necessidade energética seja superior à produção renovável, o sistema irá descarregar o banco de baterias. Se, a fonte renovável e as baterias não satisfazem a carga, o gerador é ligado.

Em outra estratégia denominada "ciclo de carga", o gerador diesel é acionado automaticamente quando a bateria atinge certo nível mínimo de tensão, determinado pela sua profundidade máxima de descarga. Uma vez acionado, o gerador diesel opera na sua capacidade máxima, fornecendo energia excedente para carregar as baterias, e permanece conectado ao sistema até que o estado de carga do banco de baterias atinja um determinado valor, que também pode ser medido pelo nível de tensão do banco.

As combinações da estratégia de seguimento de carga com a estratégia de ciclo de carga dão origem à estratégia denominada de estratégia mista. Neste caso, se a carga demandada for inferior à potência crítica da carga (P_C), a estratégia de ciclo de carga é aplicada. Se, a carga demandada for maior que P_C , a estratégia de seguimento de carga é aplicada. A potência crítica se define em função do custo da energia gerada com o grupo gerador diesel e o custo de depreciação das baterias.

Para determinar o projeto ótimo de um sistema híbrido isolado é necessário avaliar qual estratégia de operação é a mais adequada, que apresente viabilidade técnica e econômica, adequando-se à realidade do local de instalação do sistema. Para este trabalho foram avaliadas cinco estratégias de operação, as quais foram modificadas para operar com geradores a diesel de diferente potência nominal, além de especificar quanto geradores operam em cada intervalo de tempo, pois a quantidade de geradores a diesel depende da energia demandada pela carga e da energia gerada pelo conjunto Diesel-ORC.

4.1.1 Estratégia de operação A.

O fluxograma estratégia de operação A do sistema híbrido é mostrado na Figura 4.1.

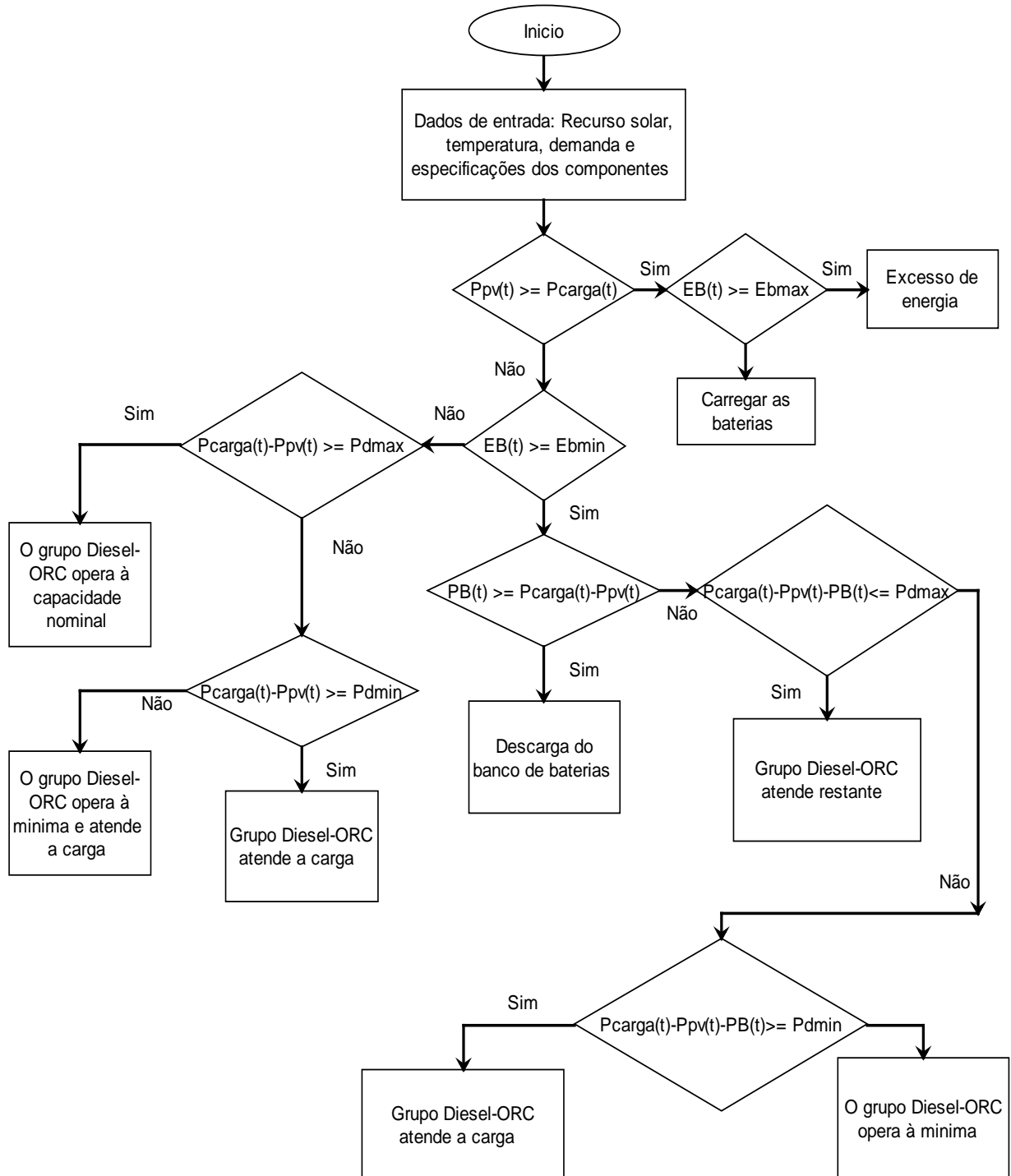


Figura 4.1. Fluxograma estratégia de operação A.

A energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico é utilizada em primeiro lugar para satisfazer a demanda de carga. Se a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico é maior do que a demanda de carga, a energia elétrica adicional pode ser usada para carregar as baterias.

Se a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico é inferior à carga, o sistema irá descarregar o banco de baterias. Se a energia gerada pelo sistema fotovoltaico não é suficiente para cobrir as necessidades da carga e o banco de bateria está descarregado no seu valor mínimo, o sistema diesel-ORC é ligado em acréscimo à energia gerada pelas fontes renováveis, que alimenta a carga. Quando o déficit de energia é menor que o mínimo permitido pelo gerador diesel, este opera com sua potência mínima. Nesta estratégia de operação o grupo diesel-ORC não carrega as baterias.

4.1.2 Estratégia de operação B.

A Figura 4.2 ilustra o fluxograma da estratégia de operação B. Nesta estratégia é permitido carregar o banco de bateria pelo sistema diesel-ORC, de modo que o estado de carga (SOC) do banco de baterias não fique no nível mínimo por um longo período de tempo.

Quando as baterias estão em seu estado de carga mínimo, e a diferença entre a potência instantânea demandada pela carga e a potência instantânea injetada pelo sistema fotovoltaico é maior que a capacidade nominal do gerador diesel, este opera a sua capacidade nominal. Se a potência entregue pelo conjunto diesel-ORC não for suficiente, existirá neste caso energia não fornecida. Nos casos em que a diferença entre a potência instantânea demandada pela carga e a potência instantânea injetada pelo sistema fotovoltaico for menor que a capacidade mínima permitida ao gerador diesel, este opera em seu valor mínimo, e o excedente de energia produzida pelo grupo diesel-ORC é utilizada para o carregamento do banco de baterias.

Se a energia gerada pelo sistema fotovoltaico e a energia armazenada no banco de bateria não são suficientes para atender a carga, o grupo diesel-ORC entra em operação para tender a carga e alimentar o sistema de armazenamento, quando o estado de carga do banco for o mínimo.

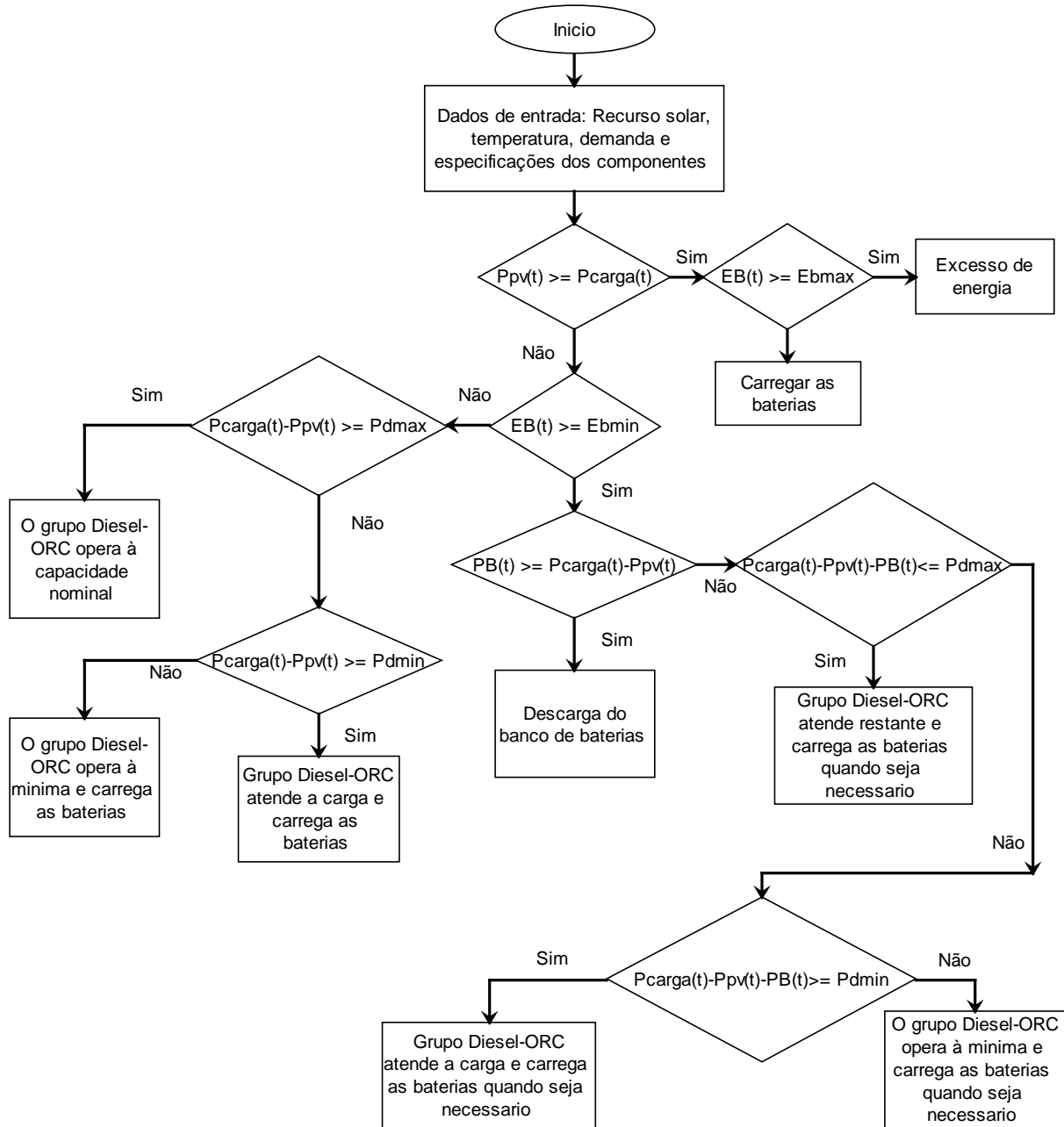


Figura 4.2. Fluxograma estratégia de operação B.

4.1.3 Estratégia de operação C.

A Figura 4.3 ilustra o fluxograma da estratégia de operação C, empregada por Bhuiyan (2014) [100], da mesma forma que na estratégia B o sistema Diesel-ORC carrega as baterias quando é necessário. É usado o parâmetro k para indicar o estado de operação do Diesel-ORC (Diesel-ORC ligado, $k=1$ e Diesel-ORC desligado, $k=0$).

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico é comparada com a potência instantânea demanda pela carga. Se há excedentes de geração de energia ($P_{pv} > P_{carga}$) e este excedente é maior

que a potência de carga permitida pelo banco de baterias, o banco começa a carregar com o valor máximo de carregamento permitido e o restante passa para as cargas atendidas, havendo assim um excesso de energia gerada. Quando o excesso de energia é menor que a potência de carga máxima permitida pelo banco de baterias e o sistema diesel-ORC está em estado de operação ($k=1$), o banco de baterias é carregado com seu valor máximo usando o excesso de energia e o sistema diesel-ORC. Caso contrário, apenas a energia excedente é usada para carregar o banco de baterias.

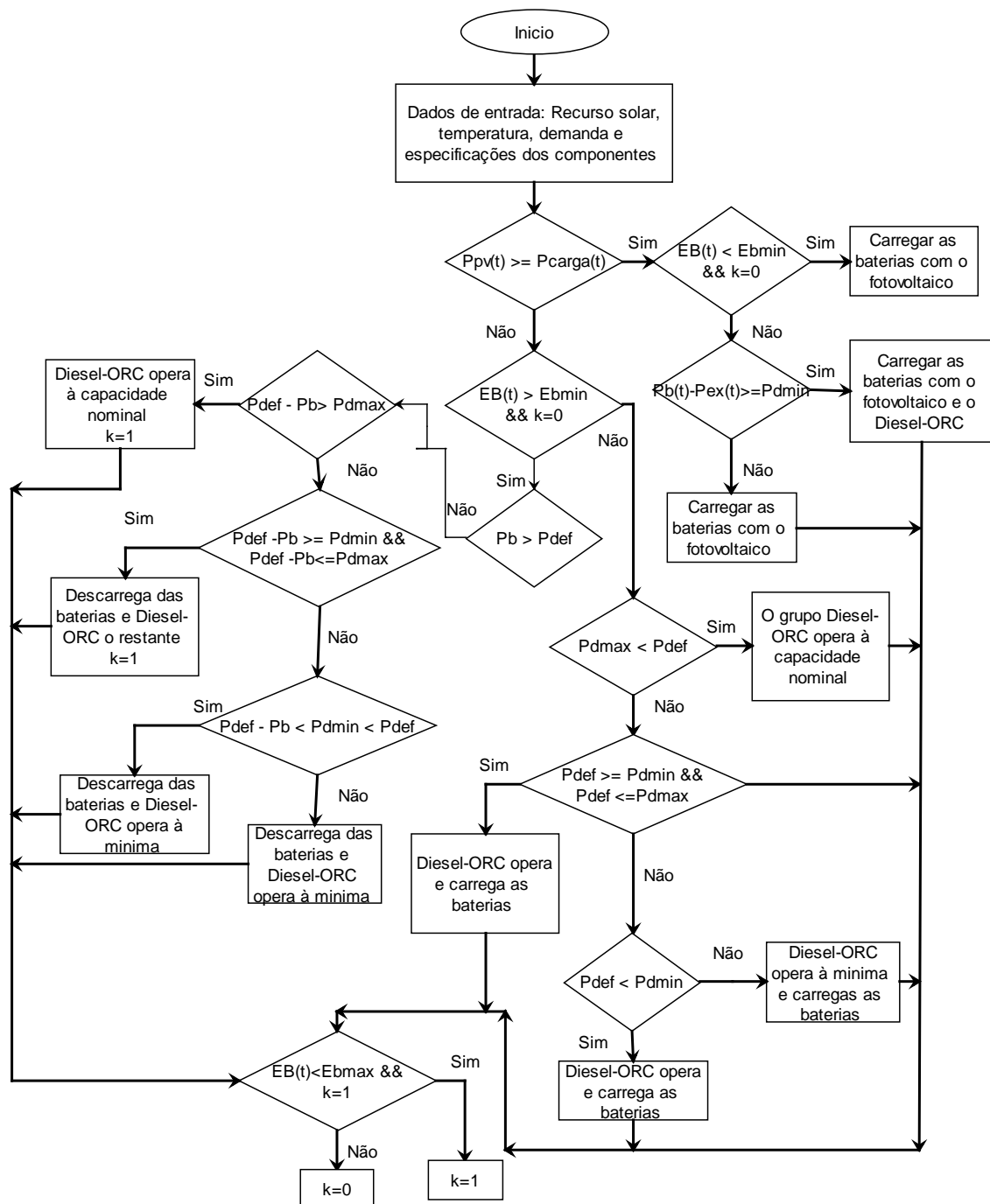


Figura 4.3 Fluxograma estratégia de operação C.

Se energia gerada pelo sistema fotovoltaico não for suficiente para suprir a potência instantânea demandada pela carga, o nível de energia armazenada no banco de baterias e o estado de funcionamento do sistema diesel-ORC são avaliados. Quando há suficiente energia armazenada no banco ($EB(t) > E_{bmin}$) e o sistema diesel-ORC está desligado ($k=0$), o banco de baterias supre a energia à carga. No caso em que a potência instantânea demandada pela carga for muito alta, o banco de baterias descarrega o máximo e o diesel-ORC fornece o restante.

Uma vez que o diesel-ORC entra em operação, ou seja, $k = 1$, e o banco de baterias atinge o nível mínimo de estado de carga (SOCmin), o diesel-ORC é usado para carregar o banco de baterias.

Quando não há suficiente energia armazenada no banco ($EB(t) < E_{bmin}$), o sistema diesel-ORC supre a potência instantânea demandada pela carga e carrega o banco de baterias até seu estado de carga pleno, no momento em que é atingido o estado de carga pleno o diesel-ORC é desligado ($k=0$).

4.1.4 Estratégia de operação D.

A Figura 4.4 ilustra o fluxograma da estratégia de operação D. Baseia-se na comparação direta entre os custos de produção de energia elétrica do sistema diesel-ORC e os custos de descarga das baterias. A partir desta comparação obtém-se um valor de referência, uma potência crítica de descarga (P_c). Se, a diferença entre a energia demandada pela carga e a energia gerada pelas fontes renováveis, for inferior a P_c , é mais barato utilizar as baterias. Caso contrário, mesmo que ainda haja energia nas baterias, quando a energia a ser despachada à carga é superior ao valor de P_c , utiliza-se o sistema diesel-ORC.

A potência crítica de descarga (P_c) pode ser obtida pela equivalência do custo de geração de eletricidade pelo gerador e o custo de fornecer esta energia pelas baterias, como:

$$P_c = \frac{(0.030968 * C_c * P_{nG} + C_{O\&M}) * \eta_{inv}}{C_{EB} - 0,3628 * C_c} \quad (4.1)$$

A equação (4.1) é adaptada de Lopez [64], onde, C_c é custo do combustível [\$/L]; P_{nG} é a potência nominal do grupo gerador [kW]; $C_{O\&M}$ custo de operação e manutenção do gerador diesel [\$/h]; e o termo C_{EB} se refere ao custo da energia do banco de baterias e pode ser calculado como:

$$C_{EB} = \frac{C_{BAT}}{C_B * P_{Dm\acute{a}x} * n} \quad (4.2)$$

Onde, C_{BAT} é custo da bateria [\\$]; C_B capacidade da bateria; $P_{Dm\acute{a}x}$ profundidade de descarga máxima [%] e n o número de ciclos de carga e descarga da bateria.

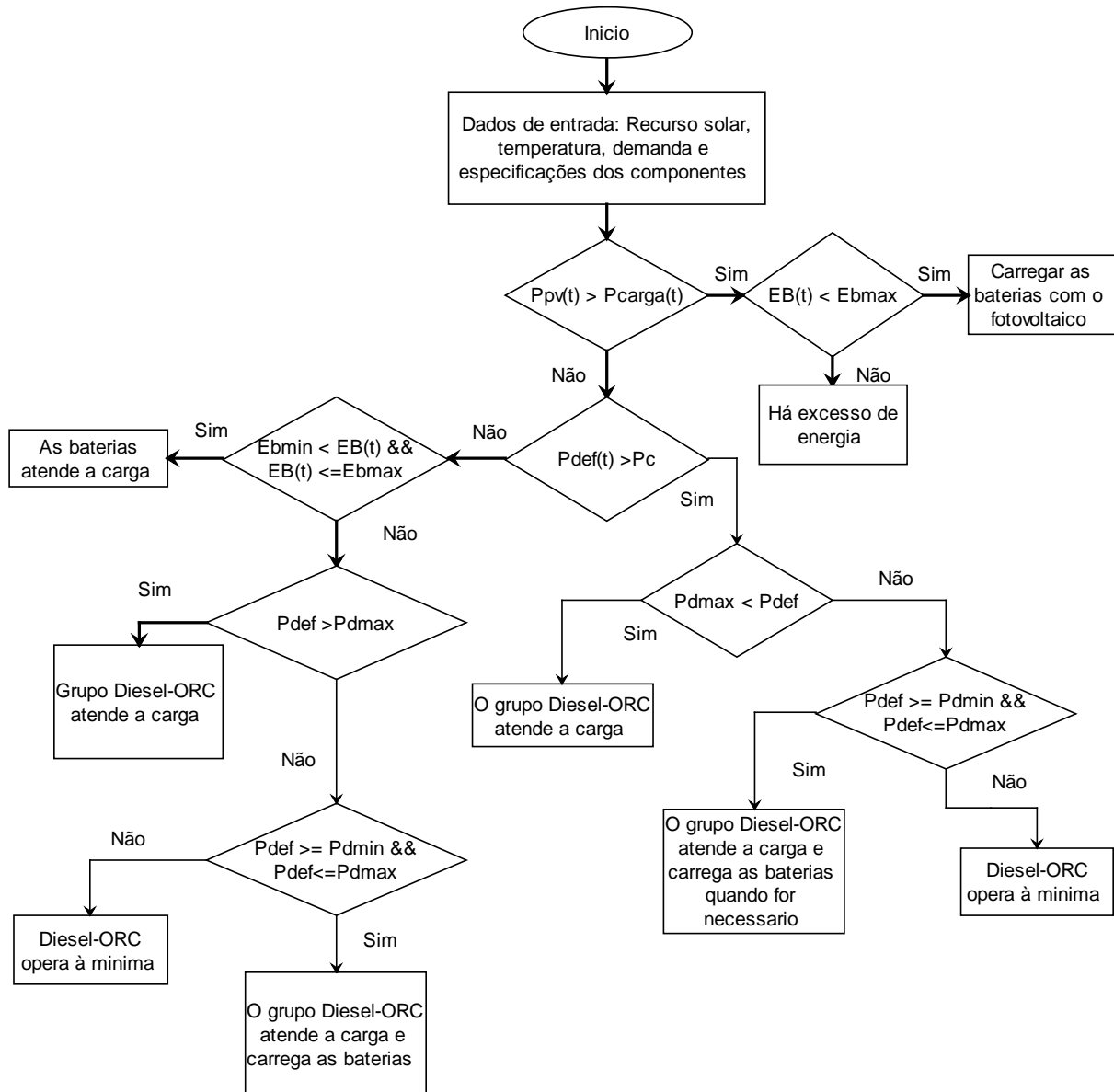


Figura 4.4. Fluxograma estratégia de operação D.

No caso em que a potência demandada pela carga for superior à produção do sistema fotovoltaico, a potência crítica, P_c , é comparada com a potência não suprida, P_{def} , (diferença entre a potência demandada pela carga e a potência gerada pelo sistema fotovoltaico). Se P_{def} é menor que P_c , o banco de baterias atende a carga, no caso em que a energia armazenada no banco de baterias não for suficiente para suprir a carga, o diesel-ORC supre o restante, sempre e quando este nos limites de funcionamento do motor diesel. No caso em que a potência não

suprida é maior que potência crítica, o conjunto diesel-ORC supre a carga e carrega as baterias quando for necessário.

4.1.5 Estratégia de operação E

A Figura 4.5 ilustra o fluxograma da estratégia de operação E.

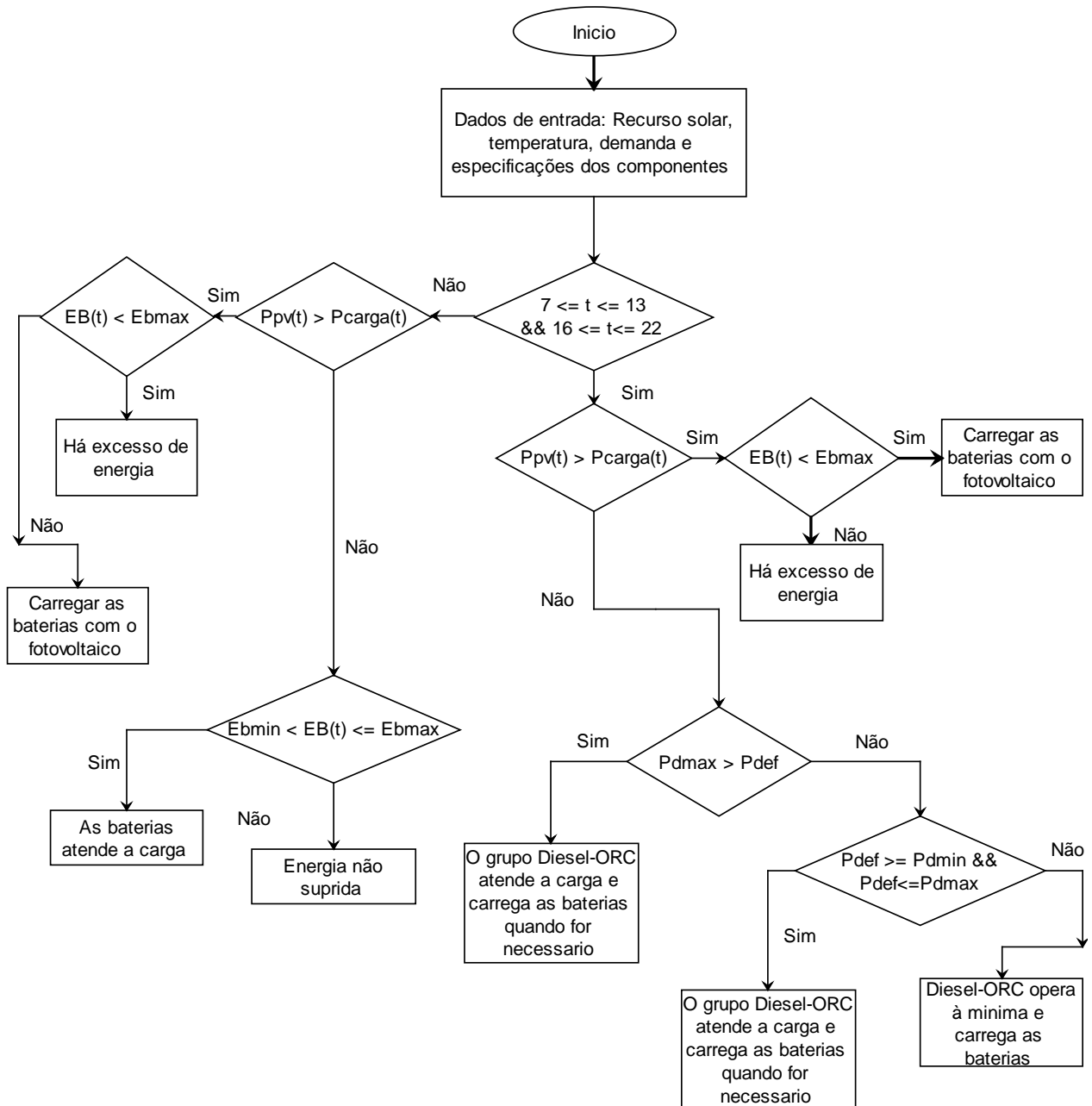


Figura 4.5. Fluxograma estratégia de operação E

Da Figura 4.5 é possível observar que quando a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é menor que a demandada pela carga no horário de 7 a.m a 1 p.m, a carga é atendida pelo gerador diesel-ORC. No caso em que energia gerada pelo sistema fotovoltaico é maior que a

demandada pela carga, e o nível de estado de carga do banco de baterias é mínimo, estas serão carregadas.

No horário de 4 p.m e 10 p.m, o sistema diesel-ORC é acionado para suprir a carga e carregar as baterias caso for necessário.

No período fora das horas estabelecidas na condição da Figura 4.5 (7 a.m a 1 p.m e 4 p.m a 10 p.m), o sistema descarrega o banco de baterias quando seja necessário. Se a energia armazenada no banco não for suficiente haverá um déficit de energia.

4.2 Problema de Otimização

A otimização permite determinar uma solução adequada para um problema sob determinadas circunstâncias. Em termos matemáticos, faz referência à minimização ou 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.

A medida em que o número de funções e o número de variáveis aumentam, a dificuldade em se determinar o conjunto de soluções mais adequadas também aumenta. Por esse motivo, tem se desenvolvido técnicas matemáticas e computacionais que auxiliam no processo de otimização. As técnicas para a solução de problemas de otimização se dividem em dois grupos, técnicas exatas e técnicas aproximadas, os quais são apresentados na Figura 4.6.

As técnicas exatas verificam todos os pontos possíveis que representem soluções, garantindo encontrar a solução ótima. Tornam-se inviáveis para problemas com grandes espaços de busca, já que requerem muito tempo para a resolução do problema. Por outro lado, os métodos probabilísticos têm se mostrado tão efetivos que se tornaram nos últimos anos os métodos mais aplicados para a solução de problemas complexos nas mais variadas áreas de interesse. Estes métodos são executados em tempos aceitáveis, porém não garantem a obtenção da solução ótima, nem mesmo garantir encontrar uma solução factível, mas, o objetivo dos métodos probabilísticos é tentar encontrar uma solução aceitável de maneira simples e rápida.

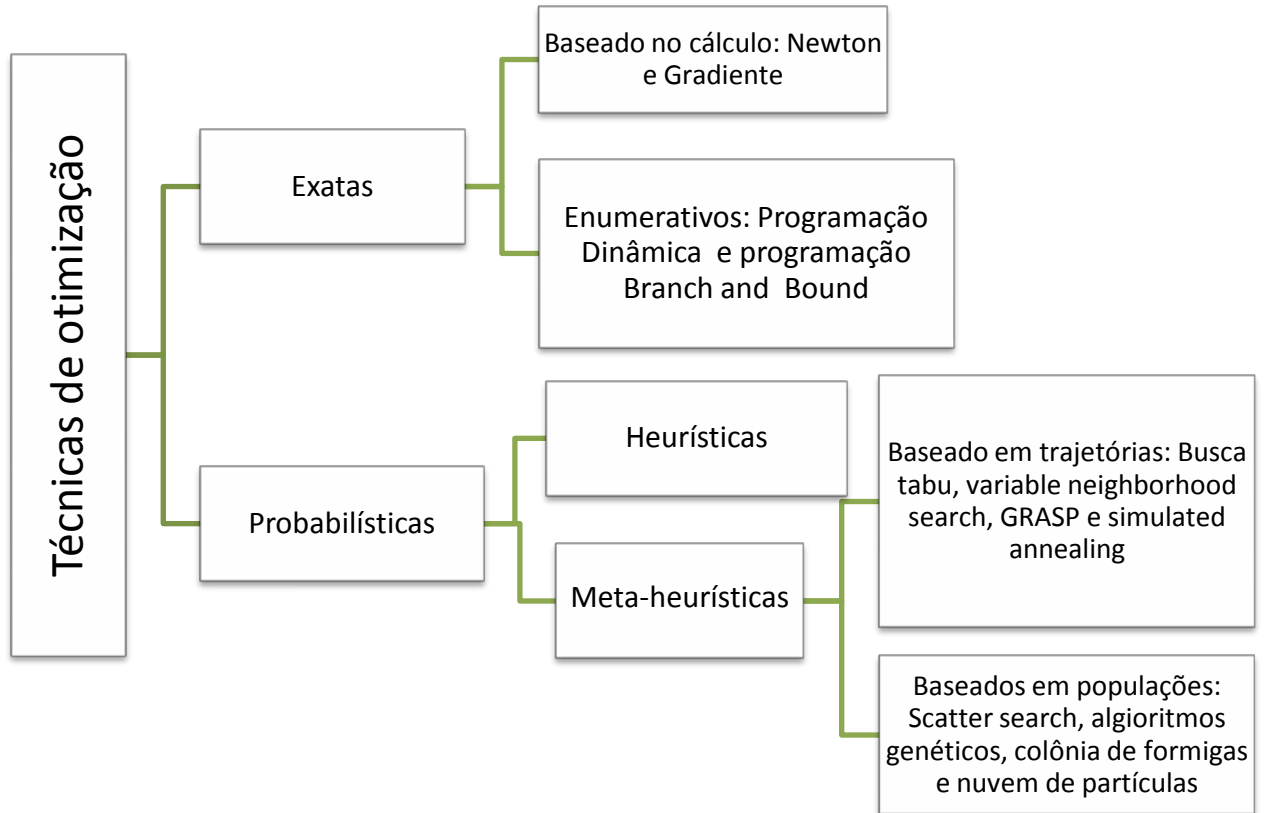


Figura 4.6. Métodos de otimização. Adaptado de García [101]

As questões econômicas e de confiabilidade, jogam um papel muito importante nos sistemas híbridos. Portanto, uma técnica de otimização é essencial para minimizar os custos, mantendo a confiabilidade. O problema de otimização do sistema em estudo, tem como função objetivo minimizar o custo médio da energia gerada (CEG). Para obter a solução mais factível, adota-se a otimização por nuvem de partículas (PSO), por ser um algoritmo baseado em um conceito simples que envolve poucas equações que são fáceis de implementar em um código de programação. Portanto, o tempo de computação é curto e requer pouca memória [102], [103].

O código do algoritmo de otimização PSO foi desenvolvido em Matlab, com o que se espera obter como resultado final o dimensionamento e a operação ótima do sistema híbrido.

4.2.1 Otimização por nuvem de partículas (PSO)

O PSO é uma técnica baseada em populações chamadas nuvens, conformadas por partículas onde cada partícula representa uma possível solução do problema. Todas as partículas voam através de um espaço de busca n-dimensional, onde cada partícula está se ajustando a sua posição de acordo com a sua própria experiência e na dos vizinhos. Cada partícula é uma

solução viável para o problema e tem sua qualidade ou valor dado por uma função de fitness (aptidão), também chamada de função objetivo [28].

Considerando que a posição de uma partícula i em um tempo t pode ser representada por $x_i(t)$ e a taxa da mudança de posição (velocidade) é representada como $v_i(t)$. Os vetores de posição e velocidade são armazenados durante o processamento do algoritmo em um tempo t e utilizados para a atualização da população em um tempo $t+1$.

Para atualizar a nuvem atual de partículas, o PSO além de utilizar os vetores velocidade e posição de todas as partículas, utiliza a informação da melhor posição obtida pela partícula até o momento definido por $P_i(t)$ e a melhor posição encontrada pela vizinhança da partícula até o momento definido por $g_i(t)$.

A cada iteração do algoritmo, cada uma das partículas i da nuvem movimenta-se através do espaço de busca com uma velocidade v_i até uma nova posição x_i . A cada iteração, as velocidades e posições são ajustadas de acordo com as seguintes equações [104]:

$$v_{id}(t+1) = k[w * v_{id}(t) + C_1 * r_1 * (P_{id}(t) - x_{id}(t)) + C_2 * r_2 * (g_{id}(t) - x_{id}(t))] \quad (4.3)$$

$$x_{id}(t+1) = x_{id}(t) + v_{id}(t+1) \quad (4.4)$$

$$k = \frac{2}{|2 - \phi - \sqrt{\phi^2 - 4\phi}|}, \quad \phi = C_1 + C_2, \quad \phi > 4 \quad (4.5)$$

Sendo, k o fator de constrição; w o peso de inércia, empregado para controlar o impacto da velocidade anterior na velocidade atual; C_1 e C_2 são denominadas as constantes de aceleração cognitiva e social, respectivamente; r_1 e r_2 são números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1, usados para emular o comportamento estocástico das nuvens naturais [6], [104].

Valores elevados de w promovem a exploração global, enquanto valores baixos conduzem a uma busca local. Uma aproximação comumente utilizada para aumentar o desempenho do PSO, promovendo um balanço entre a busca global e local, consiste em inicializar w com um valor alto e ir decrescendo durante a execução do PSO, conforme mostra a equação (4.6) [104], [105].

$$w = \left(\frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \right) (iter_{max} - iter) + w_{min} \quad (4.6)$$

Onde $iter$ é a iteração corrente e $iter_{max}$ é o número máximo de iterações. Normalmente w pode ser mudado entre 0,4 e 0,9 [104].

Os coeficientes de aceleração C_1 e C_2 exercem influência no tamanho máximo do passo que uma partícula pode dar em uma única interação. Altos valores atribuídos a C_1 indicam que o algoritmo dará mais importância ao conhecimento individual da partícula, enquanto, altos valores atribuídos a C_2 , indicam que o conhecimento global da nuvem tem maior importância no algoritmo. Na literatura, tem se adotado para a resolução de grande parte dos problemas, valores semelhantes de C_1 e C_2 , dentro de um intervalo de (0,4) [106].

Neste trabalho, uma modificação durante as gerações t de C_1 e C_2 foi utilizada, que pode ser expressas pelas equações (4.7) e (4.8) [104], [106].

$$C_1 = \left(\frac{C_{1f} - C_{1i}}{iter_{max}} \right) iter + C_{1i} \quad (4.7)$$

$$C_2 = \left(\frac{C_{2f} - C_{2i}}{iter_{max}} \right) iter + C_{2i} \quad (4.8)$$

Sendo, C_{1i} valor inicial para o parâmetro de confiança cognitivo; C_{1f} valor final para o parâmetro de confiança cognitivo; C_{2i} valor inicial para o parâmetro de confiança social; e C_{2f} valor final para o parâmetro de confiança social.

De acordo com a formulação acima, o seguinte procedimento pode ser usado para programar o algoritmo PSO [107]. A Figura 4.7 mostra o esquema do algoritmo.

1. Iniciar o arranjo das partículas da população com posições e velocidades aleatórias dentro dos espaços de busca.
2. Avaliar a função objetivo para cada partícula.
3. Comparar o valor da função objetivo atual como o valor de P_{best_i} . Se o valor atual da função objetivo é melhor do que o valor de P_{best_i} , então colocar o atual valor em P_{best_i} e P_i igual ao valor atual de x_i .
4. Identificar a partícula da nuvem com o melhor valor de função objetivo encontrado até o momento e colocar as coordenadas desta posição em g_i .

5. Ajusta a velocidade de v_i e posição x_i de cada partícula de acordo com as equações (5.1) e (5.2).
6. Repetir os passos 2-5 até que o critério de conclusão seja atingido.

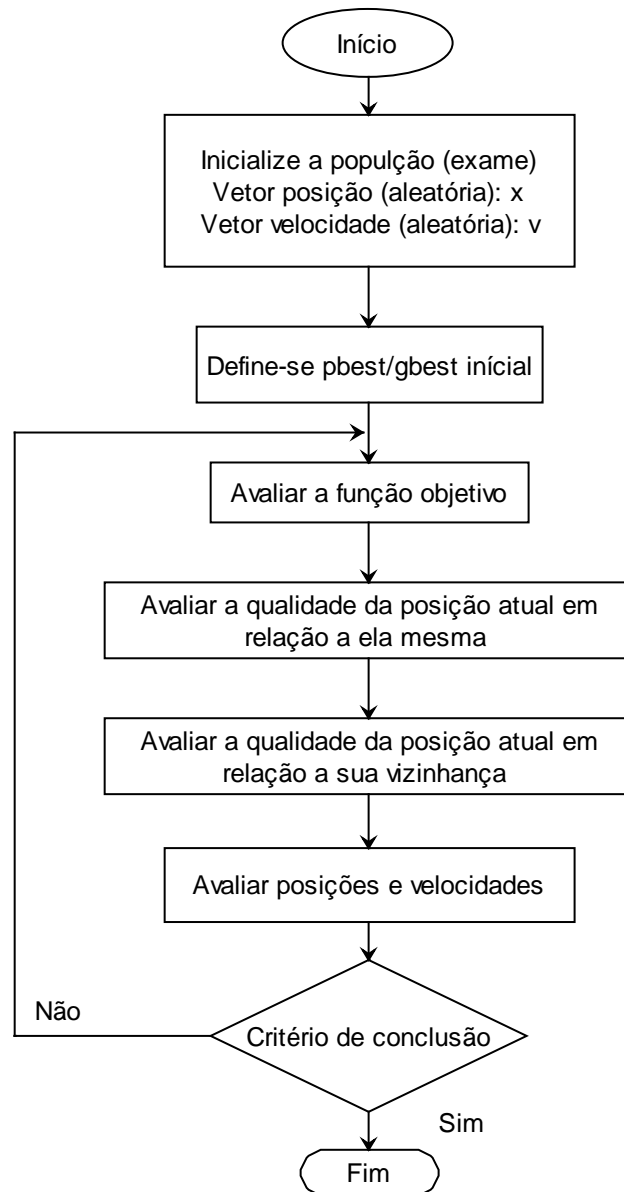


Figura 4.7. Esquema do algoritmo de otimização PSO

4.2.2 Função Objetivo

A combinação ótima do sistema híbrido visa minimizar o custo médio de geração durante o período simulado, que é de um ano, e garantir a confiabilidade do sistema. O custo médio de geração depende da quantidade de energia elétrica consumida e os custos anualizados associados ao investimento, operação e manutenção (O&M), consumo de combustível do gerador diesel e custos de reposição de equipamentos. Os componentes a serem considerados

na análise são: Os módulos fotovoltaicos, o banco de baterias, o gerador a diesel, o sistema ORC, o regulador de carga e o inversor. Os passos para determinar o custo médio de geração estão amplamente descritos na subsecção seguinte.

i. Análise Econômica

O custo anualizado médio de energia gerada (CEG) em R\$/kWh pode ser calculado como:

$$CEG = \frac{CAS}{E_{anual}} \quad (4.9)$$

Onde E_{anual} é a energia elétrica consumida em kWh no período de um ano ($\Delta t = 8.760$ h), pois é da energia consumida que vêm as receitas para o pagamento dos custos do sistema [2]; CAS é custo total anualizado do sistema, o qual envolve os custos anualizados de cada um dos componentes do sistema, e está dado pela equação (4.10):

$$CAS = \sum_j CAC_j + CAR_j + CAO\&M_j + CAF \quad (4.10)$$

Onde, j é o indicador de componentes; CAC_j é o custo anualizado de capital de cada componente; $CAO\&M_j$ é custo anualizado de operação e manutenção do componente; CAR_j é o custo anualizado de reposição de cada componente; e CAF custo anualizado de combustível.

Custo anualizado de capital do sistema (CAC): contabiliza o custo de capital anual de cada um dos componentes do sistema durante a vida do projeto, sendo dado pela equação (4.11) [108], [28]:

$$CAC = C_{CI} * CRF(i, n) \quad (4.11)$$

Onde C_{CI} é o custo de investimento inicial, englobando custos de projeto, aquisição, transporte de materiais e equipamentos, de instalação e tributos. CFR (i, n) o fator de recuperação de capital, definido como:

$$CRF(i, n) = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (4.12)$$

Sendo n o tempo de vida do projeto e i a taxa real de juros anual, dada por:

$$i = \frac{i_{an} - f}{1 + f} \quad (4.13)$$

Onde i_{an} é taxa de juros nominal e f é a taxa de inflação anual.

Custo anual de reposição dos componentes do sistema (CAR): está relacionado com a substituição dos componentes principais do sistema, causado pelo fim de sua vida útil. Como a vida útil possui caráter aleatório intrínseco, na prática, determina-se para cada equipamento um tempo de vida útil contábil a partir de médias previamente conhecidas e do risco que o investidor opta por assumir, pois o equipamento pode durar por mais ou menos tempo da vida contabilizada [2]. O custo anual de reposição é dado por [108], [28]:

$$CAR = C_{rep} * f_{rep} * SSF(i, N_{comp}) - S * SSF(i, N_{proj}) \quad (4.14)$$

Onde C_{rep} é o custo de reposição do componente; f_{rep} é o fator de reposição; S o capital de reposição modificado; $SSF(i, N_{comp})$ e $SSF(i, N_{proj})$ fator que calcula o valor futuro dos componentes e do projeto.

O fator reposição é decorrente do fato de que a vida útil dos componentes pode ser diferente do tempo de vida útil do projeto, sendo representado como:

$$f_{rep} \begin{cases} \frac{CRF(i, N_{proj})}{CRF(i, N_{rep})}, & N_{proj} > 0 \\ 0, & N_{rep} = 0 \end{cases} \quad (4.15)$$

N_{proj} é o tempo de vida útil do projeto, em anos e N_{rep} é tempo de vida útil do equipamento, durante a vida do projeto está dado como:

$$N_{rep} = N_{comp} * \text{Inteiro} \left(\frac{N_{proj}}{N_{comp}} \right) \quad (4.16)$$

N_{comp} é o tempo de vida útil ou tempo entre reposições, em anos, para cada equipamento conforme especificado pelo fabricante.

O capital de reposição modificado (S) é:

$$S = C_{remp} * \frac{N_{rem}}{N_{comp}} \quad (4.17)$$

Onde N_{rem} é o tempo de vida útil remanescente do componente no final da vida útil do projeto, e é dado por:

$$N_{rem} = N_{comp} - (N_{proj} - N_{rep}) \quad (4.18)$$

Custos anuais de Operação e manutenção CAO&M: Englobam custos fixos anuais, relacionados ao pagamento de operadores, procedimentos periódicos de manutenção preventiva e corretiva e outros. Frequentemente considera-se que o custo de manutenção é

proporcional ao investimento inicial, à potência nominal ou à energia elétrica anualmente gerada. O custo de operação e manutenção é calculado de acordo com a equação (4.19):

$$CAO\&M = CAO\&M(1) * CRF(i, n) \quad (4.19)$$

Onde $CAO\&M(1)$ é o custo de operação e manutenção no primeiro ano.

Custo anual do combustível: refere-se ao consumo de combustível do gerador diesel durante o período em análise. A equação (4.20) permite realizar o cálculo do custo do combustível.

$$C_{comb} = C_{diesel} * F_{total} \quad (4.20)$$

Onde C_{diesel} é custo do óleo diesel por litro; e F_{total} é o consumo total de combustível, em litros. O custo anualizado do combustível é calculado como:

$$CAF = C_{comb} * CRF(i, n) \quad (4.21)$$

ii. Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP)

Neste estudo, o modelo de confiabilidade considerado é a probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP).

Um sistema híbrido confiável é aquele que tem a capacidade de suprir a demanda energética durante um período de tempo, isto é, um sistema que tem uma baixa probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP-loss of power supply probability). O LPSP é definido como o número de horas, em um determinado período, em que a carga deixa de ser suprida.

Um valor de LPSP igual à zero significa que a demanda do consumidor será sempre satisfeita, enquanto um valor igual a um, implica que a mesma nunca será satisfeita.

Quando a energia gerada disponível e armazenada nas baterias for suficiente para satisfazer a energia demandada pela carga, o déficit chamado “perda de fornecimento de energia à carga” pode ser expresso como [9], [77]:

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_G(t) + (E_{PV}(t) + E_B(t-1) - E_{Bmin}) * \eta_{inv}) \quad (4.22)$$

Sendo, $E_L(t)$ a energia demandada pela carga durante a hora t , kWh; $E_{PV}(t)$ e $E_G(t)$ é a energia gerada pelos sistema fotovoltaico e o conjunto gerador diesel-ORC, respectivamente na hora t ; $E_B(t-1)$ é a energia armazenada na bateria a hora $t-1$; E_{Bmin} é a mínimo nível de energia armazenada na bateria e η_{inv} a eficiência do inversor.

A probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, para um dado período de tempo, é a razão entre todos os valores de LPS(t) para aquele período e a soma da energia demandada pela carga, ou seja:

$$LPSP = \frac{\sum LPS(t)}{\sum E_L(t)} \quad (4.23)$$

Neste trabalho é utilizado um valor de LPSP igual a 1%, que equivale à interrupção no fornecimento de energia de 87,6 horas no ano.

iii. Formulação do Problema

As variáveis de decisão envolvidas no problema do projeto ótimo do sistema híbrido são o número de painéis fotovoltaicos, o número de baterias, a potência nominal do gerador diesel e estratégia de operação do sistema. A potência nominal do sistema ORC esta ligada diretamente à capacidade do gerador diesel, logo esta não é uma variável de decisão.

- *Sistema fotovoltaico*

O número de painéis fotovoltaicos pode variar de 0 até a quantidade máxima necessária de painéis de um sistema fotovoltaico autônomo para suprir a energia demandada pela carga. Conhecidos os valores médios do consumo de energia e a radiação solar, pode-se determinar o número máximo de painéis fotovoltaicos como segue [12]:

$$N_{pv} = \frac{E_l}{\eta_R \cdot \eta_{inv} \cdot P_{mpp} \cdot PSH} \quad (4.24)$$

Onde E_l é o consumo diário de energia em kWh, PSH são as horas pico de sol; η_R , η_{inv} são as eficiências do regulador de carga e do inversor, respectivamente; e P_{mpp} é a potência máxima do painel às condições padrão.

- *Banco de baterias*

Para definir a capacidade do acumulador se deve ter em conta a profundidade máxima de descarga, os dias de autonomia (período de tempo em que a demanda é abrangidas pelo banco de baterias) e tensão de operação do banco de baterias.

A capacidade de armazenamento da bateria em kWh pode ser calculada de acordo com a equação (4.25) [12]:

$$C_{Wh} = \frac{E_l * AD}{\eta_{inv} * \eta_B * DOD_{max}} \quad (4.25)$$

Onde DOD_{max} é a máxima profundidade de descarga da bateria, η_B é a eficiência da bateria e AD são os dias de autonomia. Um dia de autonomia é recomendado para sistemas híbridos compostos por geradores de energia renovável e geradores a diesel, enquanto para sistemas que incluem apenas fontes renováveis recomenda-se três dias [109]. O número de baterias (N_B) necessárias para suprir determinada carga com uma autonomia de N dias é calculado de acordo com a equação.

$$N_B = \frac{C_{Wh}}{C_{Whn}} \quad (4.26)$$

Onde C_{Whn} é a capacidade nominal de uma bateria em kWh. O número de baterias esta limitado a um valor de 0 e seu valor determinado para os dias de autonomia.

- *Gerador Diesel*

O gerador a diesel é dimensionado de forma a atender totalmente a carga, consideradas as perdas envolvidas no processo. A seleção ótima do gerador é tal que deve suprir completamente a carga, mesmo em situações pouco frequentes, onde toda a carga instalada é utilizada ao mesmo tempo, assim como pode alimentar um banco de baterias através da utilização do retificador, em situações de consumo inferior ao de pico. Tal estratégia contribui para que o gerador opere com fator de carregamento ótimo, aumentando, assim, a eficiência do gerador.

A potência nominal do gerador a diesel (P_{gen}) é limitada entre 10% e 100% da demanda máxima. O 10% é usado para garantir o uso de geradores diesel no sistema. Portanto, a faixa do dimensionamento do gerador diesel é dado pela equação (4.27).

$$0.1 \cdot P_{pico} \leq P_{gen} \leq P_{pico} \quad (4.27)$$

O vetor das variáveis de decisão do problema de otimização é dado como:

$$X = [N_{pv} \ N_B \ P_{gen} \ ESOP] \quad (4.28)$$

O termo ESOP refere-se à estratégia de operação do sistema. Finalmente o problema de otimização é definido como:

$$\text{minimizar } F(X) = CEG \quad (4.29)$$

iv. Restrições

A função objetivo está sujeita a limitações técnicas que são essenciais para gerar soluções viáveis, que resolvam o problema. Para garantir a confiabilidade do sistema, o LPSP é utilizado no problema de otimização para penalizar a função objetivo. A função aptidão é formada pela função objetivo da equação (4.29) mais os termos que penalizam as partículas que não satisfazem o valor estabelecido no problema para LPSP, e é expressa como:

$$\text{minimizar } F(X) = CEG + k * (LPSP_{obj} - LPSP_n) \quad (4.30)$$

Onde k é o parâmetro de penalização, cuja finalidade é aumentar o valor da função objetivo dos indivíduos infactíveis ($LPSP_{obj} - LPSP_n$) no problema, com o propósito de satisfazer o LPSP desejado e minimizar o custo anualizado médio de energia (CEG).

As próximas duas restrições lidam com o nível de energia e armazenamento nas baterias. Existe limite superior e inferior para o estado de carga das baterias, em que eles estão autorizados a ser carregada ou descarregada, equação (4.31). A potência de carga ou descarga das baterias em cada instante de tempo está limitada pela equação (4.32).

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (4.31)$$

$$P_{Bmin} \leq P_B(t) \leq P_{Bmax} \quad (4.32)$$

As limitações acima referidas são implementadas a partir dos modelos matemáticos desenvolvidos e empregado nos algoritmos das estratégias de operação.

4.2.3 Procedimento de otimização

A Figura 4.8 mostra o fluxograma do processo de otimização. Os dados de entrada necessários para a otimização do sistema híbrido são a demanda da carga do local no período de um ano, os dados horários de irradiação solar e temperatura. Além disso, são necessários os custos iniciais de investimento, custos de substituição, custos de operação e manutenção de todos os componentes do sistema, assim como também a vida útil do projeto, o tempo de vida útil e as especificações dos componentes do sistema.

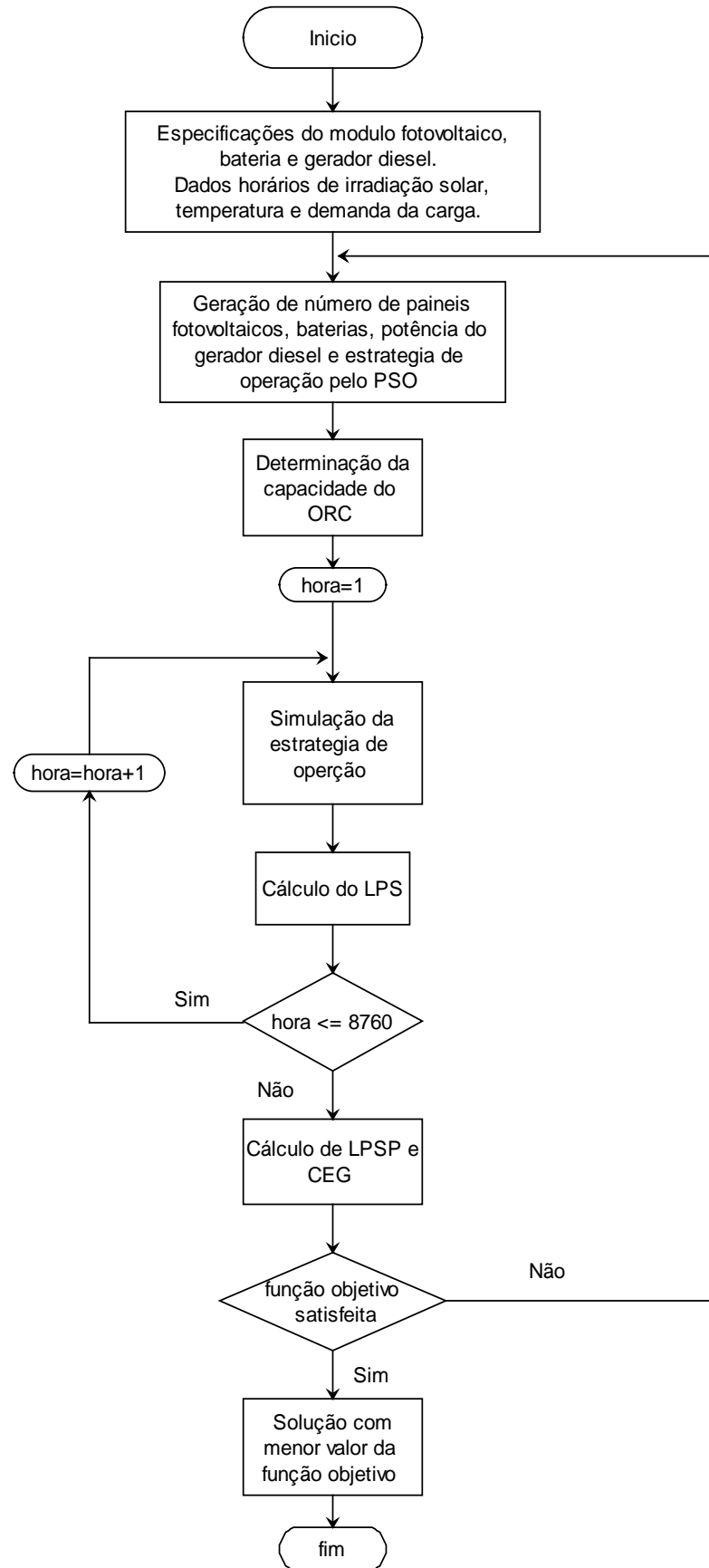


Figura 4.8. Fluxograma de simulação e otimização do sistema híbrido.

Depois de ingressados os dados, o algoritmo de otimização por nuvens de partículas (PSO) determina o número de painéis fotovoltaicos e baterias, a potência do gerador diesel e a estratégia de operação. Para isso, o algoritmo gera quatro vetores (x_1 , x_2 , x_3 , x_4) com n partículas cada um. Cada vetor representa o número de painéis fotovoltaicos, número de baterias, potência do gerador diesel e a estratégia de operação, obtendo-se assim, n configurações diferentes do sistema híbrido. Cada uma das n configurações é avaliada ao longo de um período de 8760 horas, em intervalos de uma hora, permitindo determinar a capacidade do ciclo ORC, consumo anual de combustível e a carga não suprida. Durante a simulação o sistema é considerado semi-estacionário, de modo que em cada intervalo de tempo as diferentes variáveis do sistema permanecerão constantes.

Em cada iteração a função objetivo é avaliada para cada partícula, com a finalidade de obter um sistema híbrido economicamente viável, que satisfaça a carga demandada e o LPSP desejado.

4.3 Análise Econômica do sistema híbrido

Os componentes do sistema híbrido como os painéis fotovoltaicos, gerador diesel e sistema ORC, são geralmente importados. Para determinar o custo nacionalizado dos componentes é necessário os diferentes impostos e tributos tanto federal, estadual e até municipal, os quais são:

- O Imposto de importação (I.I) varia de acordo com o produto e sua base de cálculo é o valor aduaneiro da mercadoria, que geralmente é o preço de compra no exterior do equipamento acrescido do frete e de seguro internacional;
- A alíquota do Imposto sobre produtos industrializados (IPI) é calculada a partir do valor aduaneiro da mercadoria acrescido do valor do imposto de importação;
- Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) tem como base de cálculo o valor aduaneiro acrescido com o valor dos outros impostos já aplicados (incluindo também a alíquota do ICMS) e os custos aduaneiros de desembarque que possa houver.
- A Contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) tem como base de cálculo o valor aduaneiro da mercadoria no caso de importação. A Tabela 4.1 mostra o valor dos diferentes impostos aplicados aos componentes do sistema híbrido.

Tabela 4.1. Impostos e alíquotas percentuais aplicadas a equipamentos importados

Imposto	Competência	Equipamento					
		Módulos fotovoltaicos	Inversores	Controlador de Carga	Bateria	Gerador Diesel	Sistema ORC
Imposto de Importação (I.I.)	Federal	12%	14%	18%	18%	14%	14%
(IPI)	Federal	0%	15%	5%	15%	0%	0%
(ICMS)	Estadual (RN)	0%	17%	17%	17%	17%	17%
(PIS)	Federal	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%
(COFINS)	Federal	10,65%	10,65%	10,65%	9,65%	10,65%	10,65%

Fonte: [107–109]

4.3.1 Sistema fotovoltaico

Os custos de investimento inicial nestes sistemas estão concentrados principalmente nos módulos fotovoltaicos. De acordo com IRENA [113], o custo total de um sistema fotovoltaico é composto dos custos dos módulos fotovoltaicos, dos auxiliares e instalação, este último abrangem os custos dos componentes necessários para a montagem do sistema, custos do sistema elétrico de conexão (incluindo inversores e cabos). Estima-se que o custo dos módulos varie entre um terço e a metade do investimento inicial total do sistema fotovoltaico, dependendo basicamente do tipo de módulo e do porte do sistema. O custo dos auxiliares e de instalação do sistema pode variar de 20% até 70% do valor total do sistema dependendo do porte do sistema.

Para estimar os investimentos necessários, são tomados como base os preços internacionais dos equipamentos (módulos e inversores), são adicionados custos com frete, seguro, taxas, tributos e importação (ver Tabela 4.1), de onde se obtém o preço nacionalizado para os equipamentos. Adicionalmente, se consideram custos de cabos, materiais extras, projeto e instalação, resultando no preço por Watt-pico instalado, o qual é apresentado na Tabela 4.2.

Os custos relacionados à reposição dos módulos dificilmente são considerados em análises econômicas devido ao elevado tempo de vida útil que esses componentes apresentam. A grande maioria dos fabricantes fornece, em média, 25 anos de garantia com os módulos apresentando pouca ou nenhuma variação na potência máxima fornecida.

Tabela 4.2 Preço do Watt-pico instalado.

Descrição	Módulo	Inversores
Preço internacional dos equipamentos (€/Wp)	0,58	0,11
Frete + seguro (€/Wp)	0,023	0,01
Tributos e importação (€/Wp)	0,235	0,02
Custo de internalização (€/Wp)	0,838	0,14
Preço nacionalizado (R\$ /Wp)	3,103	0,821
Instalação		
Cabos e proteções	0,44	
Sistemas de fixação	0,47	
Demais custos (conexão e projeto)	0.6	
TOTAL (R\$/Wp)	5,434	

Baseado em ABINEE[110] e preços internacionais PHOTON[114]. Premissa: 3,70 BRL/EUR (Julho de 2016).

Os demais custos relacionados à análise econômica de sistemas fotovoltaicos integrados em sistemas híbridos são os de manutenção e operação. Sabe-se que uma das grandes vantagens dos sistemas fotovoltaicos são seus baixos custos de O&M. Esses custos podem ser representados através de um valor percentual com relação ao custo de capital do sistema, ou valores monetários por capacidade instalada ou energia gerada. De acordo com Maleki e Pourfayaz [27] os módulos fotovoltaicos não apresentam custos de operação e manutenção, mas segundo Hernandez e Martinez [115] o custo da manutenção anual do sistema fotovoltaico está entre 1,5% e 2% do custo de investimento inicial.

O tempo médio de vida útil dos inversores já atinge atualmente a faixa dos 10 anos, assim considera-se que o custo de reposição no sistema fotovoltaico é dado por esse equipamento.

4.3.2 Gerador a Diesel

Os principais custos de sistemas de geração com combustíveis fósseis estão relacionados com os custos de aquisição do grupo gerador, custos de combustível e custos de manutenção (troca de peças, óleos lubrificantes, revisões periódicas, entre outros). As características principais desses tipos de sistemas de geração são seus baixos custos iniciais e seus elevados custos ao longo de sua vida útil.

A vida útil do gerador a diesel depende diretamente de suas horas de operação. Em sistemas híbridos, onde o gerador opera somente nos momentos em que há escassez de energia

proveniente da fonte renovável, a vida útil do gerador é prolongada. Se o gerador opera de forma isolada e contínua, sua vida útil é reduzida.

O custo do combustível é determinado usando o consumo médio horário do óleo diesel (F_G) que é, entre outros, dado de saída da simulação do balanço energético do sistema. Assim como acontece com os custos de combustível, o custo de manutenção do grupo gerador também depende do número de horas que o gerador permanece em operação, além de ser influenciado pelo número de partidas da máquina. Os grupos geradores apresentam custos de manutenção dependendo da capacidade da usina em torno de 95,82 R\$/MWh até 153,08 R\$/MWh [116].

4.3.3 Sistema de armazenamento e regulador de carga

Estes componentes do sistema apresentam custos basicamente relacionados à sua aquisição e reposição. Procedimentos de manutenção são reduzidos e podem ser associados aos custos de operação e manutenção do sistema fotovoltaico.

As baterias são componentes mais críticos, pois requerem substituições em períodos de tempo relativamente curtos. As baterias de chumbo ácido possuem vida útil de aproximadamente quatro anos, se não forem submetidas a condições anormais de operação, já os reguladores de carga tem uma vida útil de 10 anos.

4.3.4 Sistema ORC

O custo de investimento inicial do sistema ORC é composto pelos custos diretos associados com os componentes do sistema (trocadores de calor, sistema de resfriamento, bombas, turbinas e geradores), e pelos custos indiretos associados à instalação do sistema (obras civis, engenharia e sistemas auxiliares). A Figura 4.9 mostra o custo de investimento específico em função da capacidade do sistema, para um módulo ORC (M), que compreende apenas os componentes essenciais do próprio ORC sem integração ou instalação, e para o projeto do sistema ORC (P), incluindo todas as despesas necessárias para integrar e instalar o sistema.

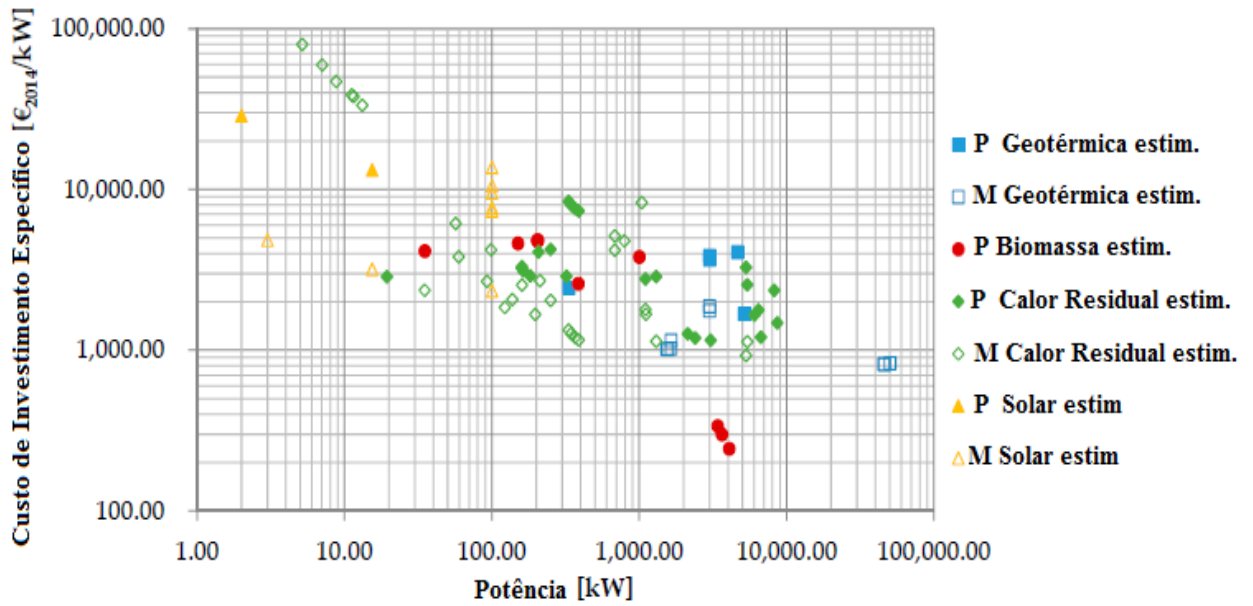


Figura 4.9. Custo estimado para o 2014 de sistema ORC projeto (P) e módulos (M) na literatura.

Fonte: [117]

A partir da Figura 4.9 é possível obter os custos de investimento inicial (custos diretos e indiretos) do sistema ORC para aproveitamento de calor residual. Aplicando Impostos e alíquotas percentuais aplicadas a equipamentos importados da Tabela 4.1 determina-se o custo no mercado nacional, estes dados são apresentados na Figura 4.10. A função logarítmica replica o comportamento dos custos específicos versus a potência do sistema, permitindo ter um melhor ajuste da curva.

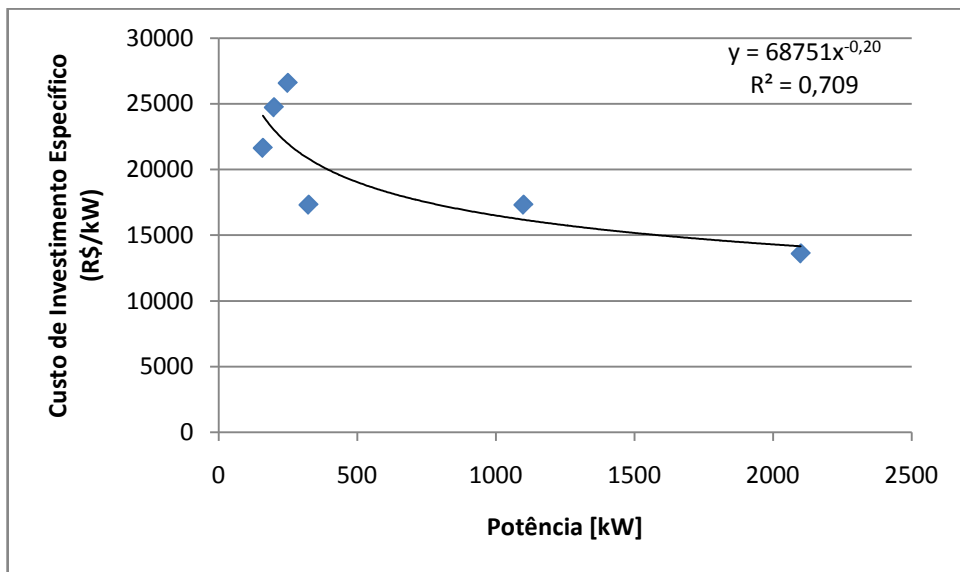


Figura 4.10. Custo estimado do projeto do sistema ORC

As despesas operacionais do sistema ORC associam-se ao custo de manutenção do sistema, mão de obra, troca de peças e demais custos que podam estar envolvidos na operação do

sistema. De acordo com Chacartegui et al. [118], o custo anual de operação e manutenção equivale a 1,5% do investimento inicial do sistema. Segundo Rettiget al. [119] o custo anual de operação e manutenção equivale 1% do investimento inicial no melhor caso, e de 8% no pior caso.

Os custos relacionados à reposição do sistema não são considerados na análise econômica, já que de acordo com Johansson e Söderström [120] o sistema ORC apresenta uma vida útil de 20 a 30 anos.

4.4 Considerações Finais

Com a finalidade de otimizar o sistema híbrido baseado em fontes renováveis e não renováveis, apresentaram-se, neste capítulo, as considerações necessárias para determinar o melhor dimensionamento do sistema híbrido proposto. Essas considerações serão utilizadas para o desenvolvimento do próximo capítulo.

O capítulo traz uma descrição do dimensionamento dos diferentes componentes do sistema SHGD, assim como também a análise econômica e as estratégias de operação aplicadas aos sistemas híbridos. Além do conceito da probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, todas estas considerações fazer com que o sistema não fique sub-dimensionado e aumenta a confiabilidade do mesmo.

5 Estudo de Caso

No presente capítulo se aplica o algoritmo proposto para simular e otimizar o sistema híbrido Diesel-ORC-FV-Baterias proposto, a partir da utilização de dados reais. A localidade escolhida foi o município de Cujubim estado de Rondônia. Este município não está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e possui bons níveis médios de irradiação solar ao longo do ano, pelo que é uma região adequada para implementar o sistema híbrido.

Escolhido o local, inicia-se o processo de coleta de informação sobre o potencial dos recursos renováveis existentes, descrevendo-se de forma geral as variáveis meteorológicas radiação solar e temperatura. Posteriormente, se apresentam as características da demanda que deverá ser atendida pelo sistema híbrido.

De posse dos dados da demanda, dos dados meteorológicos e com dados dos componentes do sistema inicia-se à simulação e otimização do sistema híbrido proposto, visando determinar a distribuição ótima de potências entre os seus componentes, garantida o fornecimento de energia ao menor custo possível e uma adequada estratégia de operação.

Na sequência, são apresentados os cenários considerados para a proposta de otimização do sistema e a análise de sensibilidade, por meio de variações do preço do diesel e do sistema fotovoltaico.

5.1 Cujubim

Cujubim é um município do estado de Rondônia (Figura 5.1). Localiza-se a uma latitude 09°21'46" sul e a uma longitude 62°35'07" oeste. Sua população estimada em 2015 foi de 15.873 habitantes e possui uma área de 3.864 km².

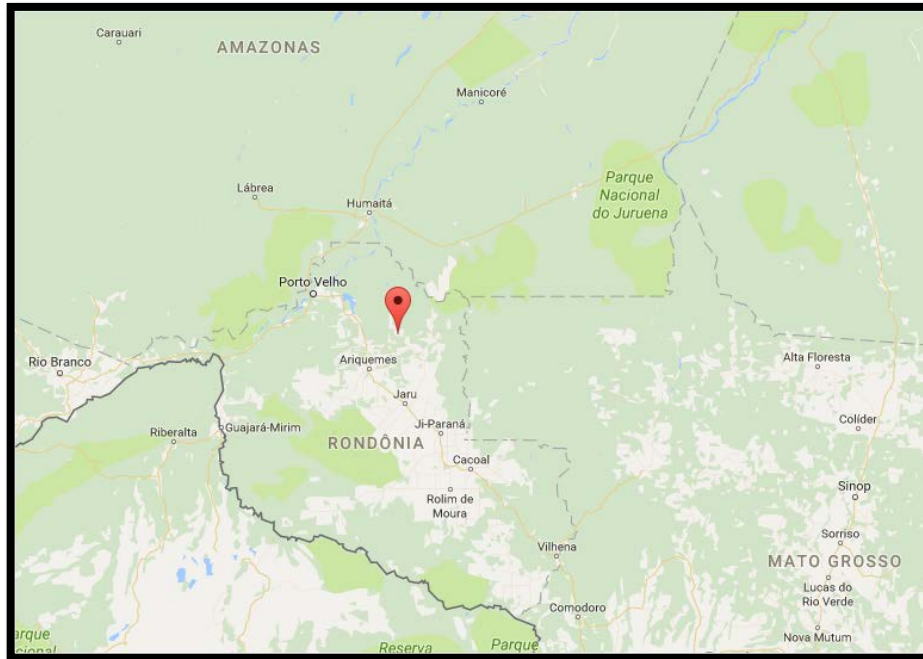


Figura 5.1 Mapa de Rondônia - Localização de Cujubim

Fonte: [121]

Caracterização do recurso solar

A figura 5.2 mostra a variação da irradiação solar e da temperatura ao longo do ano.

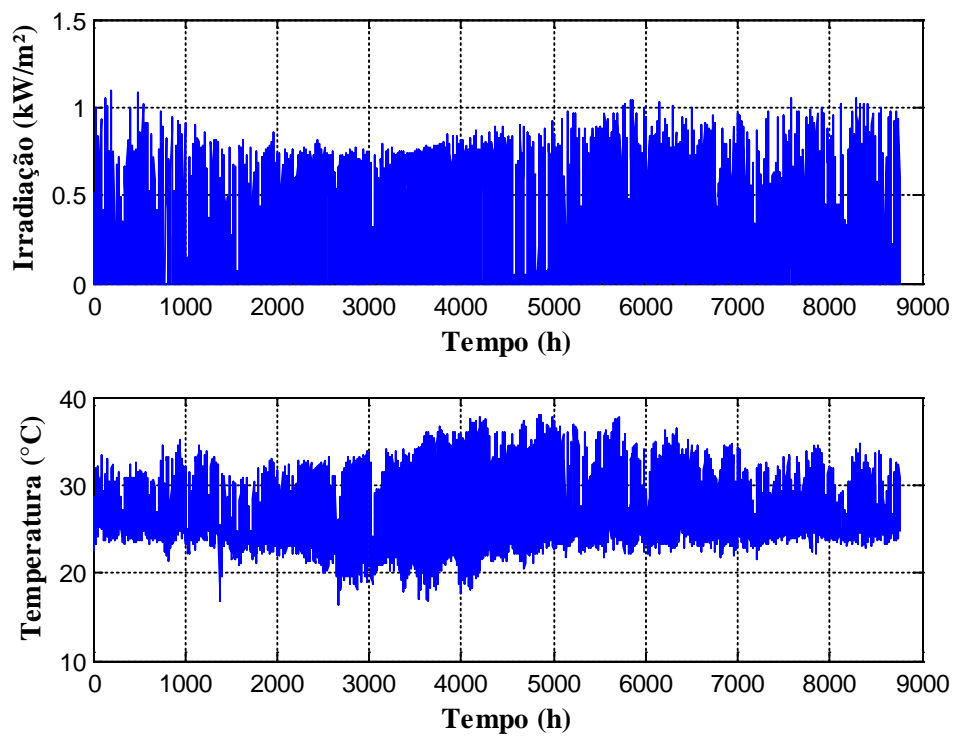


Figura 5.2 Irradiação solar e temperatura horária em Cujubim para o ano 2015.

Como foi discutido no capítulo 3, os dados de irradiação solar e temperatura foram disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [78], e obtidos da estação meteorológica localizada na cidade de Arquimedes estado de Rondônia, local próximo ao local de estudo Cujubim, e que está a uma distância aproximada de 119 km.

Curva de carga

No presente trabalho são considerados os perfis de carga representativos de cada mês, a partir das quais é possível determinar a variação horária da demanda no período de um ano (8760 horas). As curvas utilizadas no presente estudo de caso podem ser consultadas no ANEXO A onde é exposta, em forma de tabela, os dados da curva de carga horária representativa de cada mês.

A Figura 5.3 apresenta a curva horária representativa do mês de novembro/2015. Nesse dia, o consumo máximo foi de 7550 kWh.

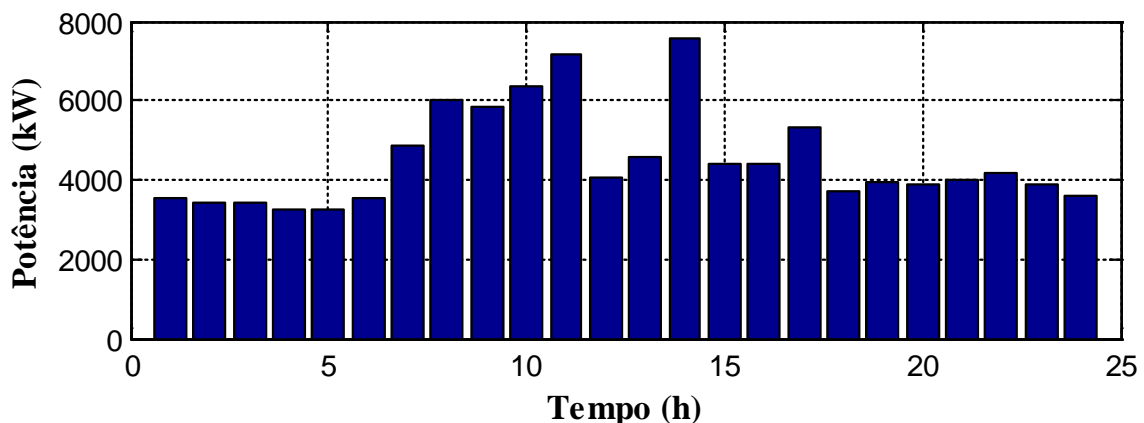


Figura 5.3 Curva de carga do dia de maior consumo do mês de Novembro.

A cidade apresenta uma demanda média de 3700 kW, e um consumo de energia elétrica anual estimado em 37567 MWh.

5.2 Parâmetros utilizados no algoritmo de simulação e otimização

Com base na rotina da Figura 4.8, e de posse dos dados de entrada, o algoritmo apresenta como saída o custo da energia elétrica gerada, garantindo atendimento ininterrupto à carga. Os parâmetros dos equipamentos necessários para executar a rotina são apresentados na Tabela 5.1, sendo que a maioria deles são fornecidos pelos fabricantes, os demais dados são estimados com base nas informações apresentadas no capítulo 4.

Além das características técnicas dos equipamentos, também são necessários os parâmetros econômicos do sistema, os quais são apresentados em Tabela 5.2.

Tabela 5.1 Parâmetros de Simulação

Parâmetros de simulação	Unidade	Valor	Tipo
Eficiência do inversor/controlador	PU	0,93	Estimado
Eficiência nominal do painel	PU	0,1616	Dados fabricante
Potência do painel	W	260	Dados fabricante
Coefficiente de temperatura	PU/°C	-0,0034	Dados fabricante
Temperatura de referência dos dados nominais	°C	25	Dados fabricante
Temperatura normal de operação da célula do painel	°C	45	Dados fabricante
Área do painel	m ²	1,6085	Dados fabricante
Vida útil do painel	anos	25	Dados fabricante
Vida útil do inversor	anos	10	Estimado
Vida útil do gerador diesel	horas	60000	Estimado
Vida útil do ciclo ORC	anos	20	Estimado
Capacidade nominal da bateria para ciclo de 10 horas	Ah	200	Dados fabricante
Tensão nominal da bateria	V	12	Dados fabricante
Tensão de circuito aberto da bateria	V	14,4	Dados fabricante
Estado de carga mínimo	PU	0,7	Estimado
Estado de carga máximo	PU	0,98	Estimado
Estado de carga inicial	PU	0,98	Estimado
Vetor de profundidade de descarga para curva de duração da bateria	PU	---	Dados fabricante
Vetor de número de ciclos para curva de duração da bateria	Ciclos	----	Dados fabricante

Tabela 5.2 Parâmetros econômicos para a otimização do sistema

Parâmetro	Sistema fotovoltaico	Baterias	Gerador Diesel	Ciclo ORC
Custo do Investimento	5,43 R\$/Wp	1200 R\$/Unit	Vetor de valores	Função da Figura 4.11
Porcentagem que relaciona os custos de investimento com os custos de operação e manutenção do sistema	1%	1%	Vetor de valores	1,5%
Porcentagem que relaciona os custos da instalação do sistema	---	---	85%	---
Custos de substituição do sistema	8,3%	1200 R\$/Unit	Vetor de valores	---

Os valores do sistema fotovoltaico e do ciclo ORC já foram explanados, na secção 4.3. Os preços do gerador diesel foram consultados no mercado internacional, para diferentes potências de geradores, com esses valores foi criado um vetor de preços, que permite estimar um valor aproximado de qualquer gerador na faixa de 9,6 kW até 2200 kW. A percentagem que relaciona os custos da instalação, os custos de operação e manutenção do gerador diesel, foram definidos e base nas informações apresentadas por Kurtz et al. [122] e Light [116]. Já o valor unitário da bateria foi consultado no mercado nacional (loja online [123]), este valor se tomará para bateria no local do projeto.

Por fim a Tabela 5.3 apresenta outros dados de entrada utilizados pelo modelo, não variados pelo algoritmo, mas que pode ser alterado, caso necessário.

Tabela 5.3 Dados para a Simulação

Parâmetros	Valor
Horizonte de análise	20 anos
Taxa de juros	14,25 % a.a
Inflação	9,321 %
Custo do combustível	3,3 R\$/L
Máxima profundidade de descarga da bateria	30%
Período de simulação	8760 horas

A máxima profundidade de descarga da bateria foi estabelecida, com base nas especificações do fabricante. O custo do óleo diesel nas comunidades isoladas pode variar de duas a três o preço encontrado nas principais cidades. O preço considerado neste estudo foi obtido dos custos publicados pela ANP para os distribuidores em Ariquemes RO [124]. A taxa de juros reportada pelo Banco central do Brasil para o ano 2016 foi tomada como referência para os cálculos desta tese. Já a inflação aplicada como referência, foi a reportada no ano 2015.

5.3 Caso base sistema convencional

Nesta seção foi realizada a simulação do sistema, onde o gerador a diesel é a única fonte de geração de energia elétrica. O parque termoelétrico possui 11 unidades geradoras com potência nominal de 846 kWe, 1050 kWe e 1250 kWe, como é observado na Tabela 5.4. A carga requerida pela localidade é atendida pelos geradores. Dependendo da quantidade de energia demandada, os motores são ligados, a fim de garantir a estabilidade do sistema.

Tabela 5.4. Configuração do parque termoeletrico

Unidade Geradora	Potência nominal (kW)	Potência efetiva (kW)
UG-01	1250	1250
UG-02	1250	1250
UG-03	846	846
UG-04	846	846
UG-05	846	846
UG-06	1250	1250
UG-07	1250	1250
UG-08	1250	1250
UG-09	1250	1250
UG-10	1050	1050
UG-11	1050	1050

Fonte: [125]

Na simulação as unidades geradoras operam com um fator de carregamento variando de 50% a 100%, para garantir uma boa eficiência do sistema e um baixo consumo específico de combustível. O sistema foi simulado para um período de 8760, com finalidade de obter o custo de energia para este sistema. Os resultados indicam que o modo de operação do sistema apresentado na Tabela 5.5, resulta em um custo médio de energia gerada de 1538 R\$ /MWh.

Tabela 5.5. Resultado da simulação do sistema a diesel

Unidade Geradora	Tempo de operação (h)	Potência Gerada (MW)	Consumo de combustível (L)
UG-01	8760	10950	2934700
UG-02	8729	10911	2924300
UG-03	8760	6606	1825600
UG-04	6007	4080	1138500
UG-05	2829	2205	607600
UG-06	2143	2543	684500
UG-07	100	116	31328
UG-08	0	0	0
UG-09	0	0	0
UG-10	1378	1012	283100
UG-11	0	0	0
Total		38424	10429628

De acordo com o leilão ANEEL 010/2015 o preço de referência da energia está em 1513,11 R\$/MWh [126], o resultado obtido com a simulação apresentou uma diferença de aproximadamente 5,85%, isso ocorre, pelo fato dos custos estimados do sistema variarem em relação aos custos reais de operação destes sistemas.

5.4 Otimização do sistema híbrido Diesel-ORC-FV-Baterias

Com base nas considerações e premissas descritas, o sistema híbrido foi simulado na rotina desenvolvida em Matlab. Para isso foi utilizado um computador composto por dois processadores Core i7 de quatro núcleos de 3.5 e 3.2 GHz de velocidade em cada processador, e memória RAM de 40 Gb, para um sistema operacional de 64 bits, a fim de encontrar a melhor configuração de módulos fotovoltaicos, baterias, gerador diesel e ciclo ORC. Em esta simulação, os parâmetros do algoritmo de nuvem de partículas (PSO) são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6. Parâmetros do PSO

Parâmetro	Valor
Número de partículas	30
Número máximo de iterações	60
Constante de aceleração mínima	0.5
Constante de aceleração máxima	2.05
Fator de inércia mínimo	0.4
Fator de inércia máximo	0.9
Dimensão do problema	4
População inicial	Aleatória

5.4.1 Cenário 1

Nesta seção, apresentam-se os resultados da simulação e da otimização do custo da energia, partindo da suposição que no local de estudo não há ainda alguma fonte de geração de energia elétrica, assim o dimensionamento do sistema híbrido (Diesel-ORC-FV-Baterias) parte de zero.

Para verificar a convergência do algoritmo PSO foram realizadas 4 simulações, obtendo-se como resultado o mesmo valor da função objetivo, demonstrando assim, a convergência do algoritmo (ver Figura 5.4).

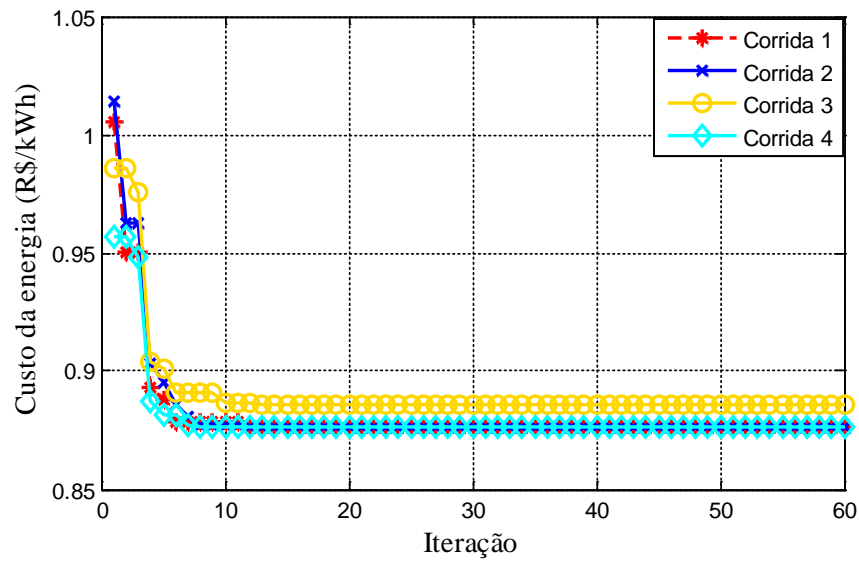


Figura 5.4. Convergência do algoritmo PSO

Da Figura 5.4 é possível observar, que à medida que aumenta o número de iterações, a variação do melhor resultado da função objetivo é pequena (menor custo da energia). Cabe ressaltar que uma diferença de alguns centavos no custo da energia pode resultar num considerável acréscimo na viabilidade econômica do sistema. Neste caso, a função objetivo apresentou pouca ou nenhuma variação após de 20 iterações. Assim, 60 iterações podem ser consideradas um bom critério de parada do algoritmo. O algoritmo apresentou o resultado após tempo de processamento de aproximadamente 35 horas e 36 minutos. O alto consumo de tempo computacional é causado pelo processo iterativo usado para calcular o fluido de trabalho do Ciclo Orgânico de Rankine e pelo amplo espaço de busca do algoritmo.

As configurações resultantes da simulação são inúmeras e a escolha entre elas dependerá de diferentes fatores. O parâmetro de priorização do algoritmo de otimização por nuvem de partículas é a minimização do custo de energia do sistema. Entretanto, em outros contextos, outros fatores podem ser mais importantes, como por exemplo, um menor número de horas de operação dos geradores a diesel.

Após a simulação, foi possível obter três configurações, com e sem armazenamento de energia, indicadas na Tabela 5.7. Os resultados apresentados na tabela indicam que a melhor configuração do sistema é a 3, resultando em um custo médio de geração de R\$ 876,3/MWh. Nesta configuração a probabilidade de perda de carga (LPSP) foi de 0.079%, a qual é menor que 1% estabelecido no problema de otimização, portanto a carga demandada é suprida 99,92% do tempo. Além disso, a parte que o recurso renovável (fotovoltaica) contribui para o

sistema de fornecimento é bastante significativa, sendo 56,01%, maior em comparação à contribuição das outras duas configurações.

Tabela 5.7. Resultado da simulação e otimização do sistema, Cenário 1.

Configuração	Número de FV	Número de BAT	PDie (kW)	ORC (kW)	ESTOP	CEG R\$/kWh	LPSP (%)	FR (%)
1	39040	3140	5600	524	B	0.9630	0,039	44,31
2	50648	3500	6400	592.51	D	0.9619	0,037	52,67
3	57592	0	5200	489.69	A	0.8763	0,079	56,01

As configurações 1 e 2 indicam o uso de sistema de armazenamento. A capacidade do banco proposto pelo algoritmo resulta em uma quantidade baixa de baterias, equivalente a uma autonomia de aproximadamente 1 hora, para as duas configurações. Isto ocorre, pois o banco está desempenhando um papel prioritariamente operativo, ao permitir que os geradores a diesel operem em um ponto de carregamento ótimo. Destaca-se, também que o LPSP obtido é de 0,039%, para o caso da configuração 1, e custo médio de energia gerada (CEG) de R\$ 963/MWh. Já a configuração 2 tem um custo médio de energia gerada de R\$ 961,9/MWh e um LPSP de 0,037%, portanto a carga demandada é suprida o 99,96% do tempo. A fração de contribuição de recurso renovável para o sistema de fornecimento nas configurações 1 e 2 é de 44,31% e 52,67% respectivamente.

É importante ressaltar que os resultados da otimização apresentados na Tabela 5.7 resultaram em um valor do custo médio de energia gerada (CEG) menor comparado ao sistema que usa só unidades geradoras diesel. Cada configuração esta composta por um banco de 4 geradores a diesel de mesma potência. A configuração 1, tem 4 unidades de 1400 kW; a configuração 2, possui 4 unidades de 1600 kW; e a configuração 3, inclui 4 unidades de 1300 kW. A Tabela 5.8 apresenta os principais resultados da simulação do sistema durante o período de um ano.

Tabela 5.8. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 1.

Confi.	Produção fotovoltaica (MWh/ano)	Produção Diesel-ORC (MWh/ano)	Tempo de operação Diesel (h)				Déficit de energia (MWh/ano)	Excedente de Energia (MWh/ano)	Consumo de combustível (L/ano)
			UG-01	UG-02	UG-03	UG-04			
1	18777	23599	7208	6406	3998	378	14,66	4834,7	5871700
2	24360	21893	6100	6072	2301	119	14,06	7932	5401300
3	27700	21754	6517	6066	4292	479	29,86	11916	5407700

Baseados nos resultados da Tabela 5.8, a melhor configuração do sistema, em termos de déficit e excedente de energia é a configuração 1, mas esta apresenta um maior número de horas de operação dos geradores a diesel, o que se traduz em maior consumo de combustível, e num maior custo de operação e de manutenção do mesmo. Já a configuração 2, além de apresentar o menor déficit de energia em comparação com as outras duas configurações, apresenta também o menor número de horas de operação dos geradores a diesel, o que se traduz em menor consumo de combustível, portanto menor custo de operação e manutenção do mesmo. A configuração 3 apresentou o menor custo de energia, mas apresentou maior déficit de energia em comparação com as outras duas configurações.

A fim de verificar qual é realmente a melhor configuração a ser adotada, foi determinado o tempo de retorno do que foi investido no projeto (Payback). O resultado é apresentado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 1.

Configuração	Investimento Inicial R\$	Custo de operação R\$/ano	Custo do combustível R\$/ano	Custo de reposição R\$/ano	Tempo de retorno (anos)
1	76471000	212590.00	26617000.00	4094110.00	11,67
2	95595000	210800.00	24485000.00	4874400.00	11,4
3	97755000	215930.00	24514000.00	1477970.00	10,9

Observa-se, na tabela acima, que a configuração 1 apresentou o menor custo de investimento, mas tem o maior tempo de retorno, 11 anos e 8 meses. A configuração 2 apresentou um tempo de retorno de investimento de 11 anos e 5 meses. Já a configuração 3 embora apresente um investimento inicial mais elevado em comparação com as outras duas configurações, apresentou um tempo de retorno de investimento de 10 anos e 11 meses. Este fato deve-se à configuração 3 não possuir um sistema de armazenamento, o que contribui um baixo custo de reposição dos componentes.

Levando em consideração o critério de confiabilidade do sistema (LPSP) e que só ha uma diferença de 6 meses no tempo de retorno do investimento entre a configuração 2 e a configuração 3, percebe-se que melhor configuração a ser adotada neste cenário é a configuração 2, com um custo de energia gerada de R\$ 961,9/MWh. O sistema gerará rendimentos suficientes para pagar o custo do investimento inicial, além de apresentar um período de tempo de recuperação aceitável, demonstrando a viabilidade do sistema.

O gráfico da Figura 5.5 a seguir, apresenta a contribuição de cada custo (investimento, operação e manutenção, combustível e reposição) no custo da energia gerada por cada uma das configurações obtidas com o algoritmo de otimização. Pode-se verificar que o custo do combustível representa a maior parcela do custo da energia gerada, seguido pelo investimento inicial do sistema. Também é possível observar que, o custo de operação e manutenção representou 1% do custo da energia gerada em todas as configurações, enquanto o custo de reposição representou 11% no caso da configuração 1, 13% no caso da configuração 2 e 5% na configuração 3.

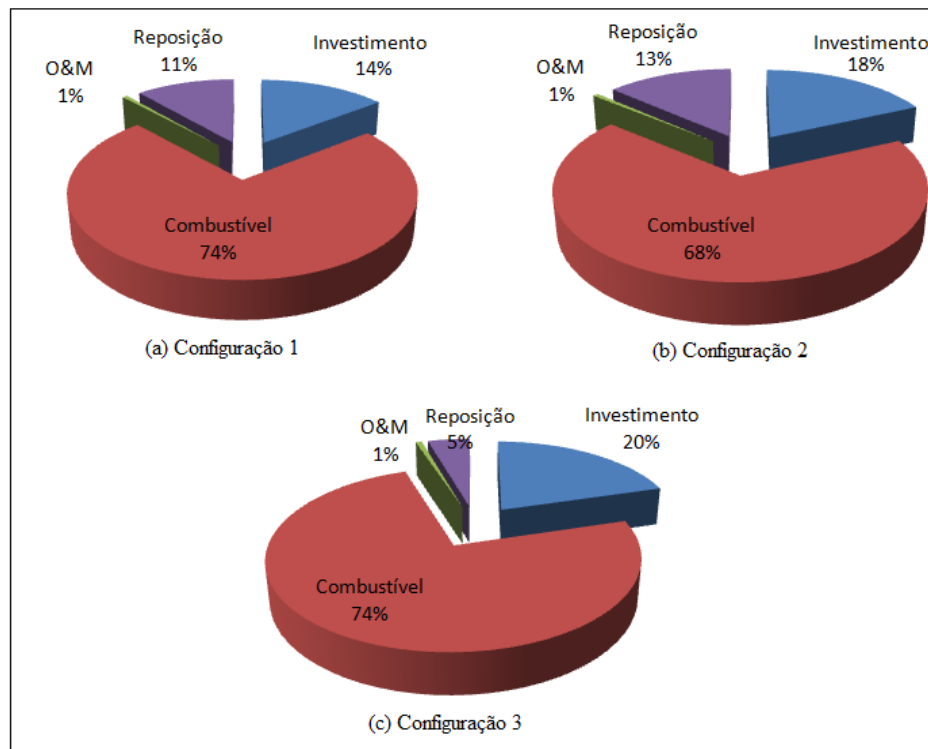


Figura 5.5. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 1.

Após determinar qual é a melhor configuração do sistema, realizou-se uma análise de desempenho do sistema diária e mensal do sistema.

- ***Desempenho diário do sistema***

Foram analisados os valores horários simulados pelo algoritmo para cada hora de um dia do ano, da energia demandada pelo local de estudo, da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, da energia gerada pelo sistema diesel-ORC, da carga e descarga do sistema de armazenamento. Para analisar este desempenho foi escolhido de forma aleatória o dia 1 de agosto.

A Figura 5.6 descreve o balanço de energia do sistema proposto. Pode-se observar que a carga demandada é satisfeita pelas fontes. A estratégia de operação proposta pelo algoritmo é a D, que se mostra na secção 4.1.4, o sistema diesel-ORC opera quando a demanda requerida excede o valor da potência crítica ($P_c = 1887,2 \text{ kW}$).

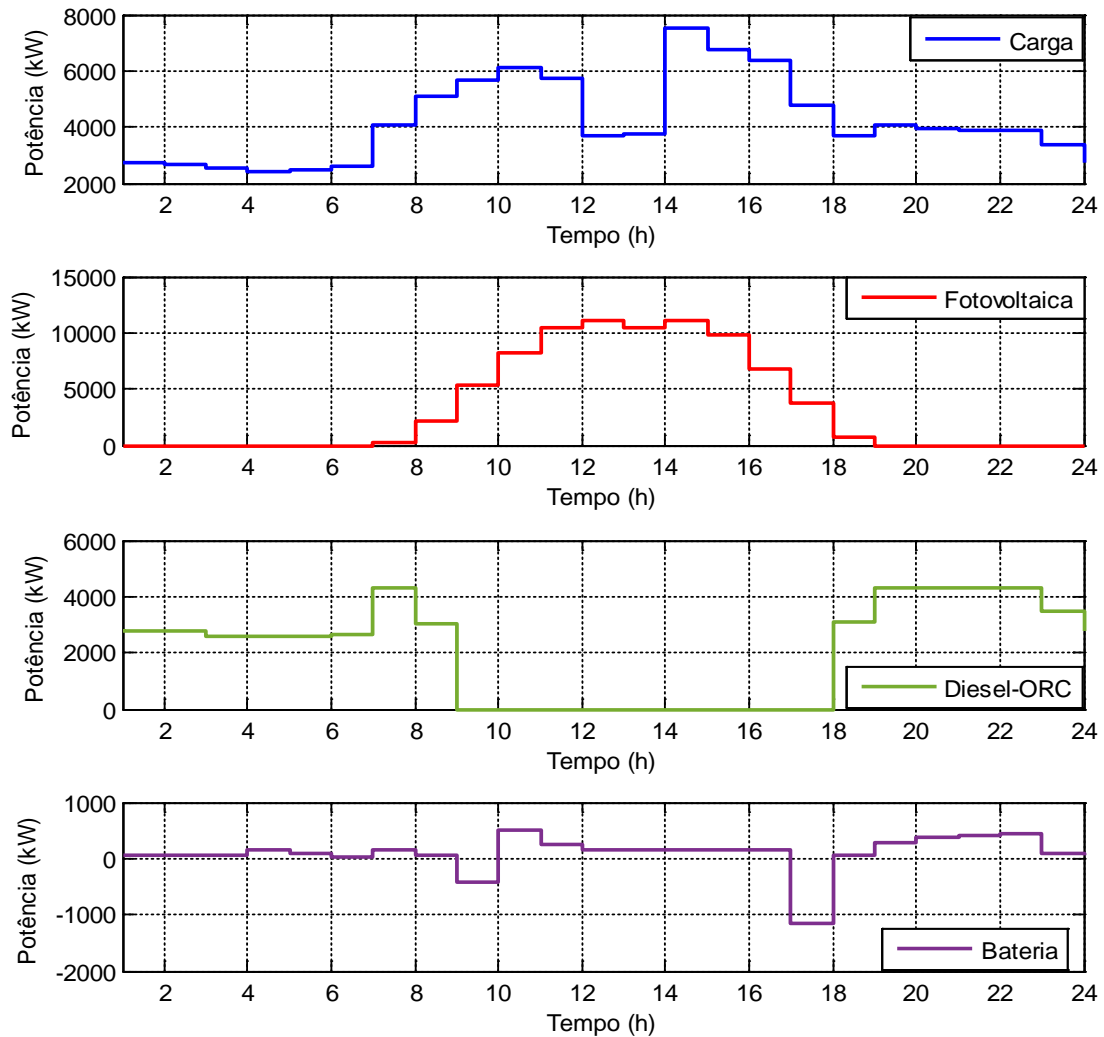


Figura 5.6. Variação da carga, potência produzida pelo sistema fotovoltaico, pelo Diesel-ORC e Baterias em um dia para a configuração 2, cenário 1.

Da Figura 5.6 é possível observar que, no período entre 1 hora a 9 horas e 18 horas a 24 horas, a carga é abastecida pelo sistema diesel-ORC e existe um ligeiro processo de carregamento das baterias. No período entre as 9 horas e as 10 horas, a carga é abastecida pelo sistema fotovoltaico e pelas baterias, já no período entre as 10 horas e as 17 horas, a produção fotovoltaica consegue satisfazer a carga e carregar as baterias. Observa-se uma descarga das baterias, após as 16 horas devido à redução da radiação solar.

A Figura 5.7 apresenta o modo de operação da unidade geradora diesel e a potência gerada pelo ciclo ORC. Como é possível observar na figura são necessário 3 motores para suprir a

carga demandada. Os motores funcionam no período entre 1 hora a 9 horas e 18 horas a 24 horas, o motor 1 opera sempre a plena carga, o motor 2 opera entre 50% e 100% de carregamento e o motor 3 opera só cinco horas com 50% de carregamento.

A curva da potência gerada pelo ciclo ORC, tem um comportamento similar à curva de potência gerada pelo motor 2, pelo fato do ORC incrementar ou diminuir a potência gerada dependendo do comportamento da unidade geradora diesel.

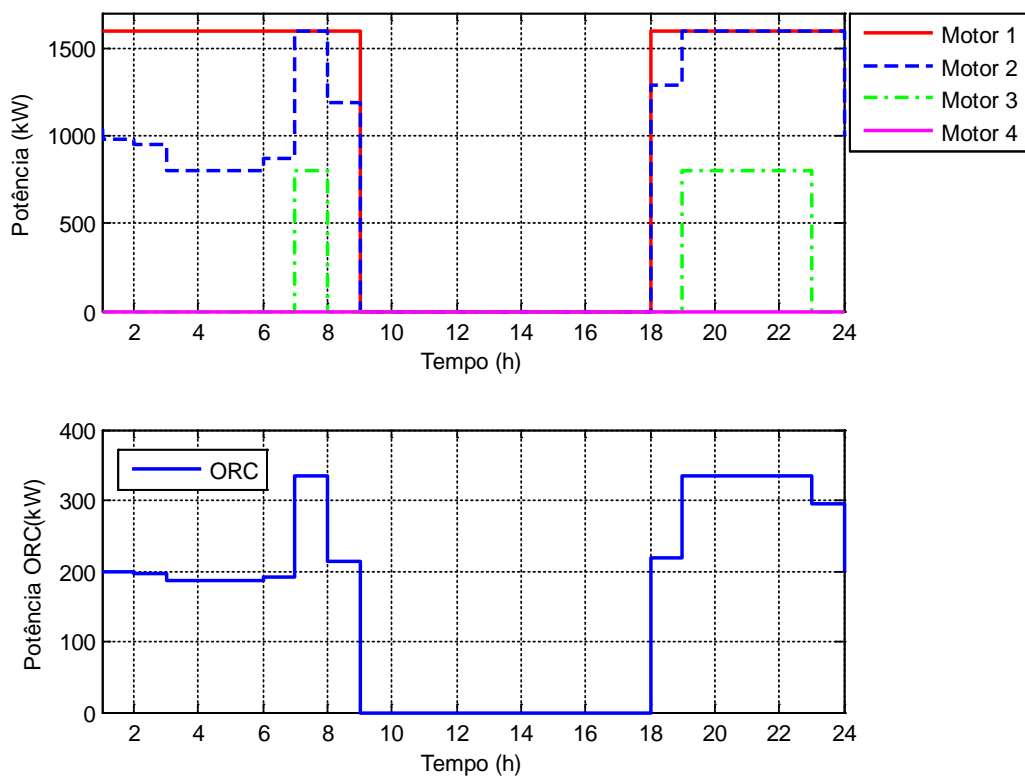


Figura 5.7. Modo de operação dos Geradores a diesel e Potência gerada com o ciclo ORC, configuração 2, cenário1.

No período compreendido entre 1 hora a 7 horas estão em operação o motor 1 e motor 2, este último opera ao 50% de carregamento a maior parte do tempo, assim os dois motores produzem em total de 2400 kW, já o ciclo ORC gera nesse período aproximadamente 185,37 kW; para um total de potência fornecida ao sistema de 2585,37 kW.

No período entre as 19 horas e as 23 horas, os motores 1 e 2 estão operando a plena carga, enquanto o motor 3 está com 50% de carregamento. Nesse período o grupo de motores gera 4000 kW, e o ciclo ORC gera uma potência de 333,36 kW.

Como se pode observar na Figura 5.8, há maior excesso de energia no momento em que a geração fotovoltaica supera o nível da energia demandada pela carga e o banco de baterias se

encontra totalmente carregado. Também se observa que para esse dia a energia demandada pela carga é suprida todos os momentos.

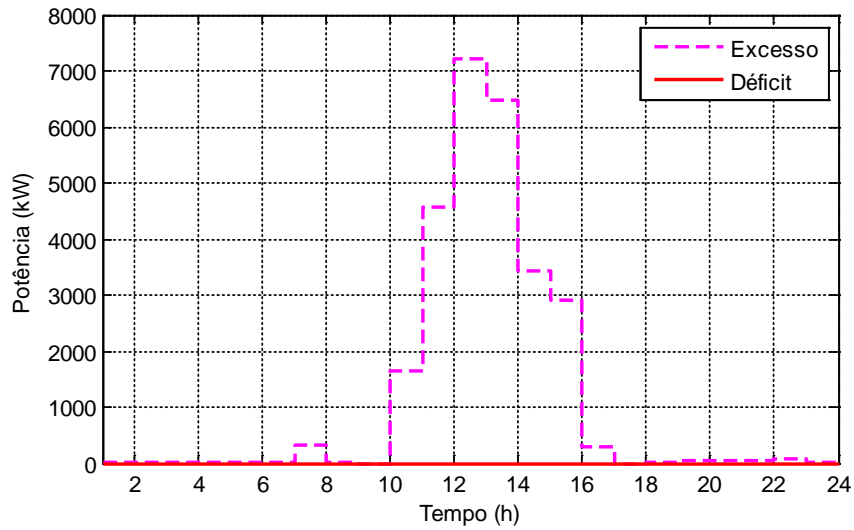


Figura 5.8. Excesso e déficit de energia, configuração 2, cenário 1.

- **Desempenho mensal do sistema**

Como se pode observar na Figura 5.9, a energia produzida mensalmente pelos diferentes componentes do sistema.

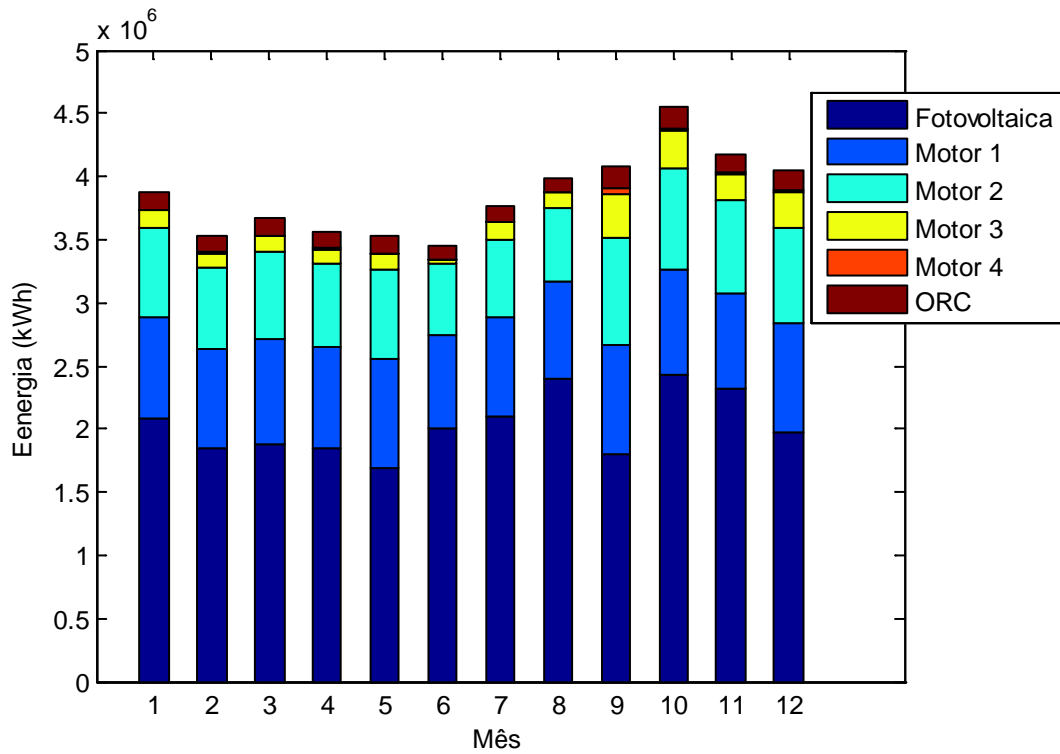


Figura 5.9. Energia gerada por cada um dos componentes do sistema, configuração 2, cenário 1.

Observa-se que para os meses de agosto e outubro, o sistema fotovoltaico apresenta a maior geração de energia, pois para esses meses o local de estudo apresentou a maior irradiação solar. Também se observa que ao longo do ano a participação dos motores um e dois é quase constante; o motor 3 apresentou a maior produção de energia nos últimos 4 meses do ano, enquanto o motor 4 praticamente só gerou energia no mês de setembro.

5.4.2 Cenário 2

O Cenário 2 considera as unidades geradoras atualmente utilizadas na usina de Cujubim. Para a dimensionamento ótimo do sistema híbrido (Diesel-ORC-FV-Baterias), foram utilizadas sete unidades geradoras das onze que existem atualmente na usina, 4 MCI de 1250 kW e 3 MCI de 846 kW, em um total de 7538 kW. Para este cenário os MCI operam com um fator carregamento de 70 e 100%.

Os resultados da simulação indicam que a melhor configuração do sistema, apresentada na Tabela 5.10, resulta em um custo médio de energia gerada de R\$ 0,9495/kWh.

Tabela 5.10. Resultado da simulação e otimização do sistema, Cenário 2.

Config.	Número de FV	Número de BAT	ORC (kW)	ESTOP	CE R\$/kWh	LPSP (%)	FR (%)
1	58688	4060	722,66	D	0,9495	0,0335	57,70
2	59064	4540	722,66	D	0,9512	0,028	57,91

Os resultados apresentados na tabela indicam que não há uma diferença significativa entre as duas configurações, pelo que a melhor configuração em termos de confiabilidade é a configuração 2. A probabilidade de perda de carga (LPSP) foi de 0,028%, a qual é menor que 1% estabelecido no problema de otimização. A parte que o recurso renovável (fotovoltaica) contribui para o sistema de fornecimento é bastante significativa, sendo 57,91%.

A Figura 5.10 apresenta a curva de evolução do melhor resultado da função objetivo. Como é possível observar, a variação do melhor custo de energia é pequena, principalmente quando o número de iterações aumenta. Neste caso, a função objetivo (custo de energia) não apresentou nenhuma variação, a partir da iteração 28. O algoritmo apresentou o resultado após tempo de processamento de aproximadamente 26 horas e 43 minutos, tempo de processamento menor em comparação com o cenário anterior, isso porque a potência do gerador diesel não é uma variável de decisão do problema de otimização. As configurações apresentadas na Tabela 5.9 são as dadas pelo algoritmo a partir da iteração 19.

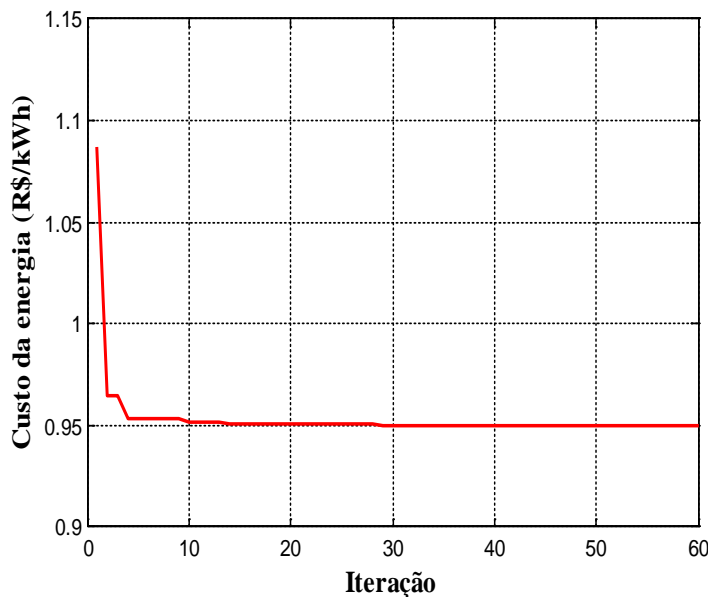


Figura 5.10. Evolução do custo de energia em cada iteração do PSO.

Cabe ressaltar que os resultados da otimização apresentados na Tabela 5.10 resultaram em um valor do custo de energia gerada (CEG) menor comparado ao sistema que usa só unidade geradora diesel apresentada no item 5.3. A Tabela 5.11 apresenta os principais resultados da simulação do sistema durante o período de um ano.

Tabela 5.11. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 2.

Parâmetro	Configuração 1	Configuração 2
Produção fotovoltaica (MWh/ano)	28227	28408
Produção Diesel-ORC (MWh/ano)	20693	20644
Tempo operação Diesel (h)		
UG-01 (1250 kW)	5839	5823
UG-02 (1250 kW)	5774	5771
UG-03 (846 kW)	4150	4125
UG-04 (846 kW)	1368	1361
UG-05 (846 kW)	200	200
UG-06 (1250 kW)	62	61
UG-07 (1250 kW)	0	0
Déficit de Energia (MWh/ano)	12,57	10,53
Excesso de Energia (MWh/ano)	10517	10566
Consumo de combustível (L/ano)	5110600	5098300

Baseados nos resultados da Tabela 5.11, as duas configurações apresentam praticamente o mesmo comportamento. Durante o período de simulação (8760 horas), só foram empregados 6 unidades geradoras para fornecer a energia necessária para suprir a carga, junto como o ciclo ORC.

Para determinar qual é a melhor configuração a ser adotada, foi determinado o tempo de retorno do que foi investido no projeto (Payback). O resultado é apresentado na Tabela 5.12

Tabela 5.12. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 2.

Configuração	Investimento Inicial R\$	Custo de operação R\$/ano	Custo do combustível R\$/ano	Custo de reposição R\$/ano	Tempo de retorno (anos)
1	109720000	208010	23167000	4759100	12,6
2	110830000	208460	23111000	4802800	12,10

Observa-se, na tabela acima, que a configuração 1 apresentou o menor custo de investimento, com um tempo de retorno de 12 anos e 7 meses. A configuração 2 apresentou um tempo de retorno de investimento de 12 anos e 10 meses. Neste caso qualquer uma das duas configurações pode ser adotada, pois as duas proporcionam um tempo de retorno de investimento similar.

A Figura 5.11 apresenta a contribuição de cada custo (investimento, operação e manutenção, combustível e reposição) no custo da energia gerada. Pode-se verificar que juntos, o custo do combustível e o investimento inicial representam 86% do custo da energia gerada.

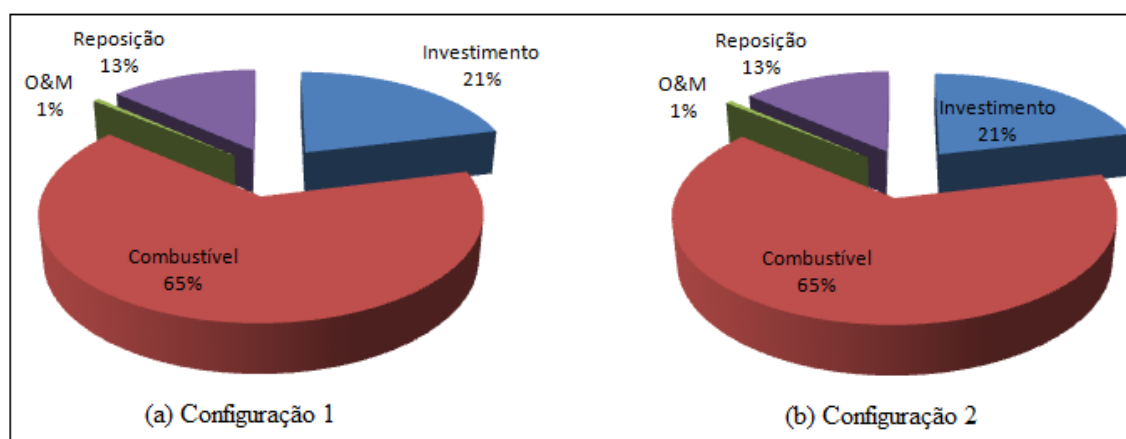


Figura 5.11. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 2.

- **Desempenho diário do sistema**

Considerado o mesmo dia do cenário 1, foi analisado o desempenho do cenário 2. A Figura 5.12 mostra o balanço de energia do sistema relativo ao dia 1 de agosto.

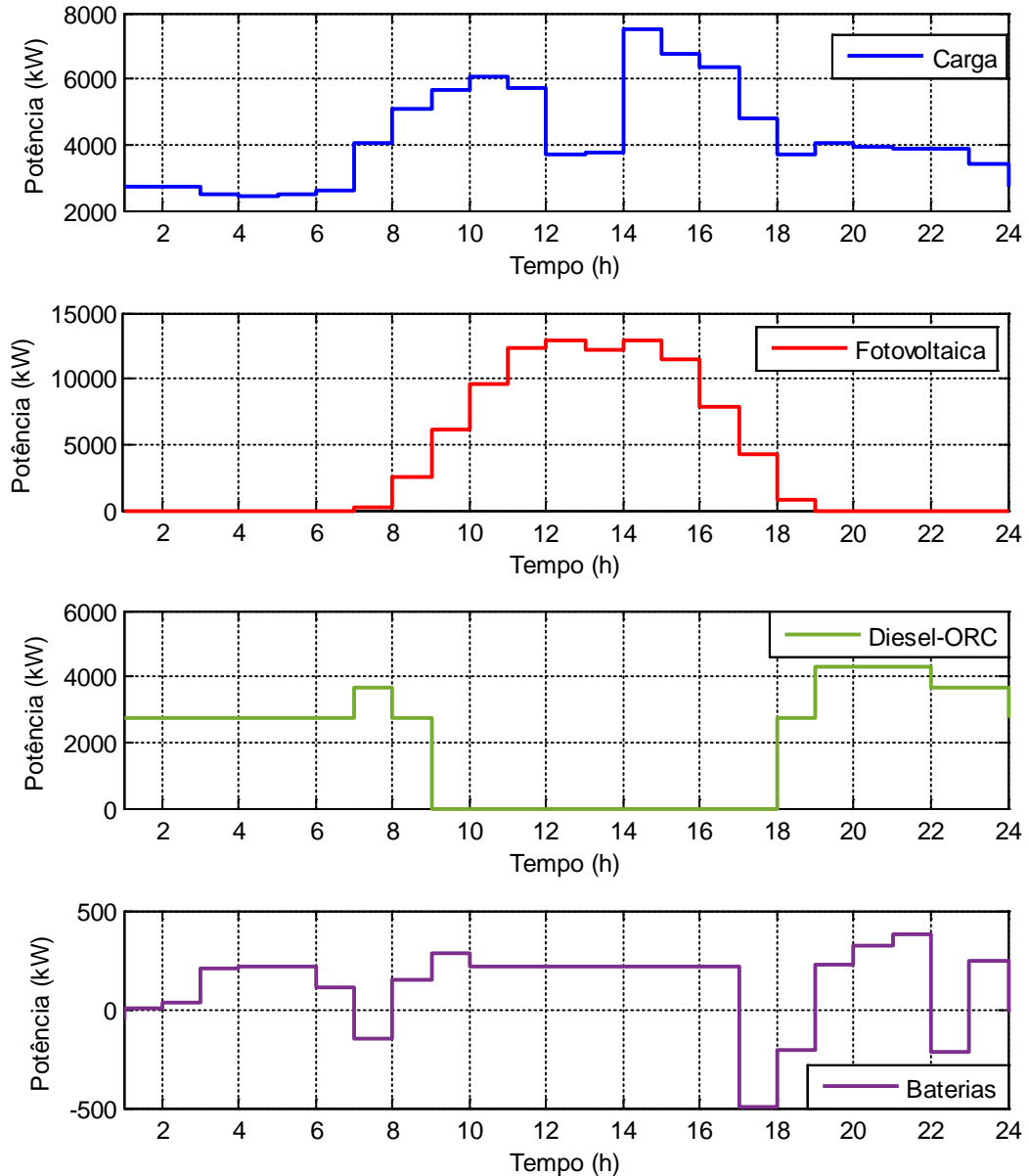


Figura 5.12. Variação da carga, potência produzida pelo fotovoltaico, pelo Diesel-ORC e Baterias em um dia para a configuração 1, cenário2.

Pode-se observar que a produção do sistema fotovoltaico supre totalmente a energia demandada pela carga no período das 9 até as 17 horas. No período compreendido entre as 17 e as 18 horas o sistema fotovoltaico, junto com o banco de baterias supre a energia demandada pela carga, entre as 18 e 19 horas o sistema diesel-ORC junto com as baterias fornece a energia necessária para suprir a carga. As Figuras 5.13 e 5.14 mostram o modo de operação dos MCI, ORC, e o excesso e déficit de energia.

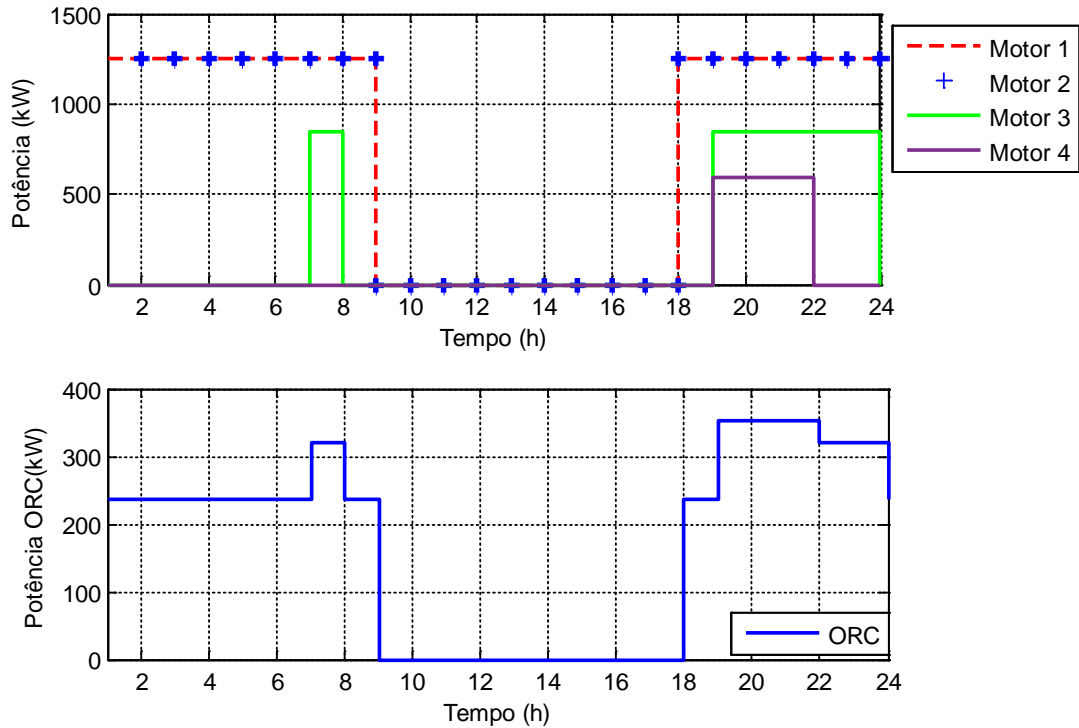


Figura 5.13. Modo de operação dos Geradores a diesel e Potência gerada com o ciclo ORC, cenário 2.

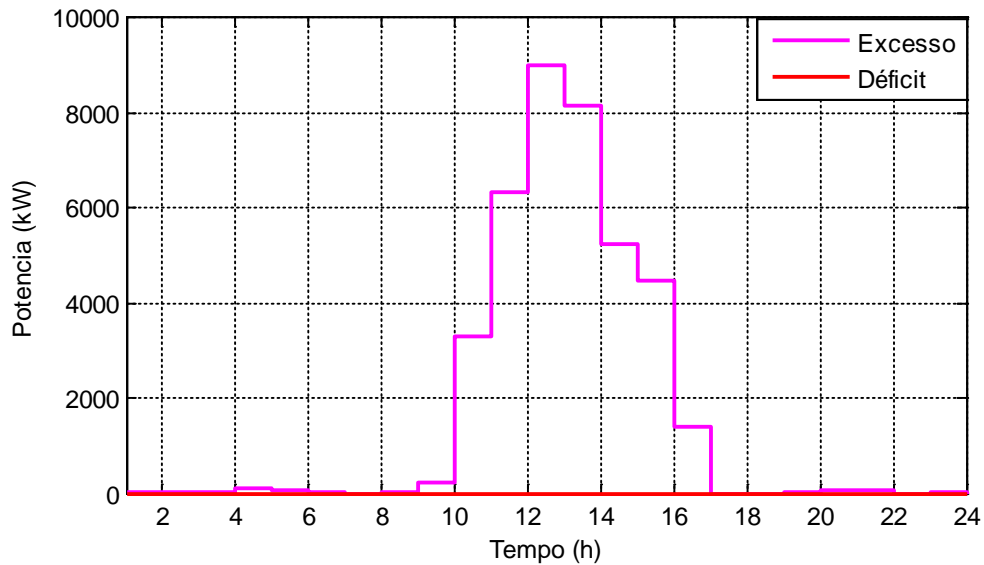


Figura 5.14. Excesso e déficit de energia, cenário 2.

Como é possível observar na Figura 5.13, das 7 unidades geradoras a diesel disponíveis na usina, 4 unidades são utilizadas, os quais junto com o ciclo ORC, fornecem a energia demandada pela carga nesse período. Durante o tempo de operação, os motores 1, 2 e 3 operam na potência nominal, e o motor 4 opera com fator de carregamento de 70%. Ao operar nesta faixa os motores tem menor consumo específico de combustível e maior eficiência. Da figura também se observa que a potência gerada pelo ciclo ORC aumenta no momento que entram em operação os motores 3 e 4.

Nesta configuração a estratégia de operação proposta pelo algoritmo é D, pelo que o sistema diesel-ORC opera prioritariamente quando a demanda líquida excede o valor da potência crítica ($P_c = 2190,4 \text{ kW}$). Como se pode observar na Figura 5.14 a carga é suprida durante todo o tempo.

Baseado nas informações expostas nas figuras 5.12 e 5.13 no período entre as 7 e 8 horas, é possível observar que os 3 MCI operando junto com ORC não atingem o nível de energia demandada pela carga, e como o déficit de energia é bem menor que o mínimo permitido para operar outro motor, não justifica-se colocar em operação mais um motor, portanto é mais viável empregar as baterias para suprir o restante.

- **Desempenho mensal do sistema**

A produção de energia elétrica mensal de cada unidade geradora é apresentada na Figura 5.15.

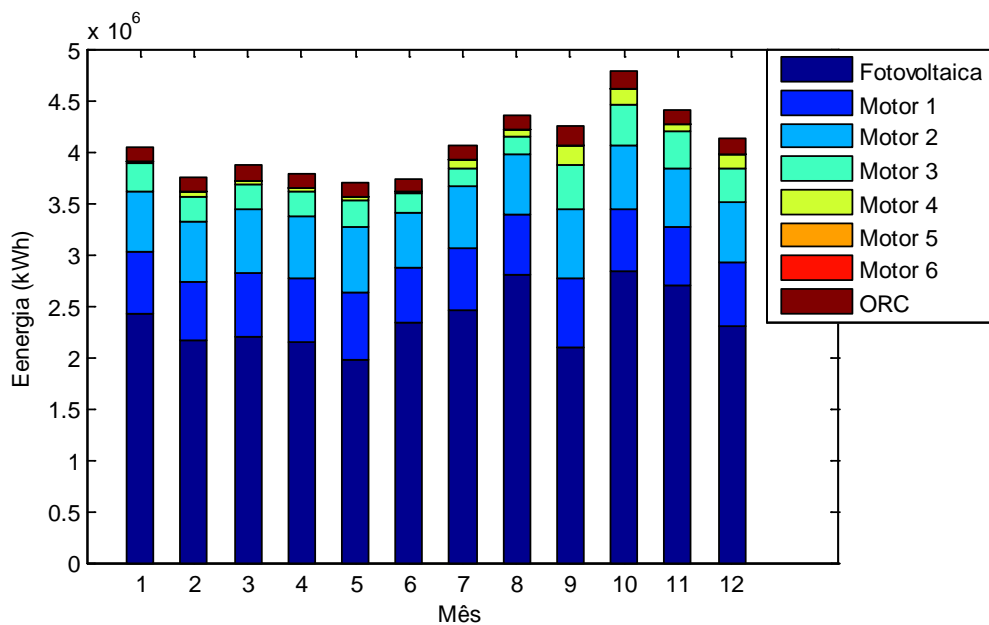


Figura 5.15. Energia gerada por cada um dos componentes do sistema, cenário 2.

Como se observa na Figura 5.15 a produção de energia elétrica dos motores 1, 2 e 3 é quase constante ao longo do ano, o motor 4 apresentou a maior produção nos meses de setembro e outubro, enquanto os motores 5 e 6 têm pouca produção de energia elétrica, pelo que não é possível de ser observada na figura. O sistema fotovoltaico tem maior produção de energia elétrica em comparação com o sistema diesel-ORC.

5.4.3 Cenário 3

O Cenário 3 da mesma forma que o cenário 2, considera as unidades geradoras atualmente utilizadas na usina de Cujubim, com a diferença que neste cenário não se utiliza o ciclo ORC

no sistema. Os resultados da simulação indicam que a melhor configuração do sistema, apresentada na Tabela 5.13, resulta em um custo médio de energia gerada de R\$ 0,9537/kWh. O algoritmo apresentou o resultado após tempo de processamento de aproximadamente 2 horas e 30 minutos, tempo de processamento menor em comparação com as configurações anteriores, pois o sistema não utiliza o ciclo ORC.

Tabela 5.13. Resultado da simulação e otimização do sistema, Cenário 3.

Número de FV	Número de BAT	ESTOP	CE R\$/kWh	LPSP (%)	FR (%)
69396	0	A	0,9537	0,0245	55,16

A configuração resultante apresentada na Tabela 5.13, mostra que, na otimização do sistema, o mesmo busca o menor custo de energia. Portanto, o algoritmo não propôs um banco de baterias, pois o fato de substituição das baterias aumenta o custo de energia. Assim, que não é viável sua implementação. A probabilidade de perda de carga (LPSP) foi de 0,0245%, o que significa que a energia demandada pela carga esta sendo suprida 99,97% durante tudo o tempo de simulação, e uma contribuição do sistema fotovoltaico ao sistema de 55,16%. A Tabela 5.14 apresenta os principais resultados da simulação do sistema durante o período de simulação (8760 h).

Tabela 5.14. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 3.

Parâmetro	Configuração
Produção fotovoltaica (MWh/ano)	26904
Produção Diesel (MWh/ano)	21873
Tempo operação Diesel (h)	
UG-01 (1250 kW)	6157
UG-02 (1250 kW)	5715
UG-03 (846 kW)	6253
UG-04 (846 kW)	3038
UG-05 (1250 kW)	333
UG-06 (846 kW)	311
UG-07 (1250 kW)	18
Déficit de Energia (MWh/ano)	9,216
Excesso de Energia (MWh/ano)	11218
Consumo de combustível (L/ano)	5933400

Ao analisar os resultados, é possível observar que todas as unidades geradoras são necessárias para suprir a energia demandada pela carga ao longo do período de simulação, além do tempo de operação dos MCI's ser maior em comparação com no cenário 2. Isso ocorre porque, não havendo o ciclo ORC e sistema de armazenamento, há necessidade de operar mais MCI's nos momentos que não há energia fotovoltaica.

A Tabela 5.15 apresenta o tempo de retorno do que foi investido no sistema.

Tabela 5.15. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 3.

Investimento Inicial R\$	Custo de operação R\$/ano	Custo do combustível R\$/ano	Custo de reposição R\$/ano	Tempo de retorno (anos)
105800000	221090	26897000	1444410	16,96

Devido ao elevado investimento inicial e custo do combustível, o tempo de retorno de investimento é de 16 anos e 11 meses, muito mais da metade do tempo de vida útil assumido para o projeto, demonstrando a pouca viabilidade e atratividade de este sistema.

A Figura 5.16 apresenta a composição do custo da energia gerada.

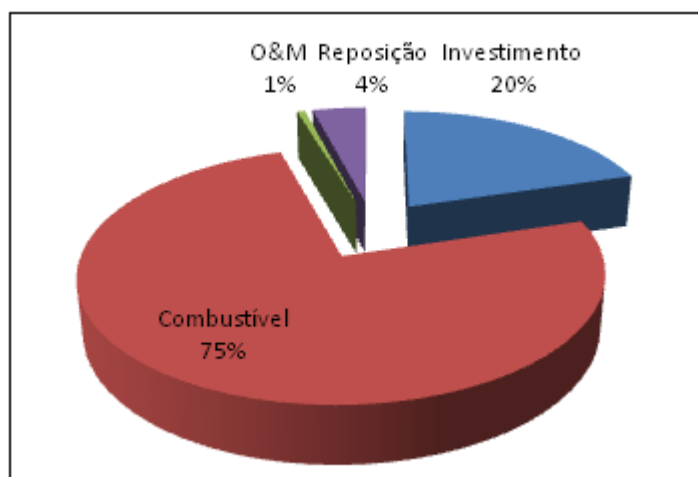


Figura 5.16. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 3.

Na Figura 5.16 pode-se verificar que custo do combustível representa a maior parcela do custo da energia gerada. O investimento e o custo reposição representaram 20% e 4%, respectivamente do custo de energia gerada.

- ***Desempenho diário do sistema***

A Figura 5.17 mostra o balanço de energia do sistema relativo ao dia 1 de agosto. Da figura é possível observar que a produção fotovoltaica fornece a energia demandada pela carga no período das 9 até as 17 horas, uma vez que o consumo da carga primaria é maior que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, a alimentação da carga é garantida pelas unidades geradoras diesel.

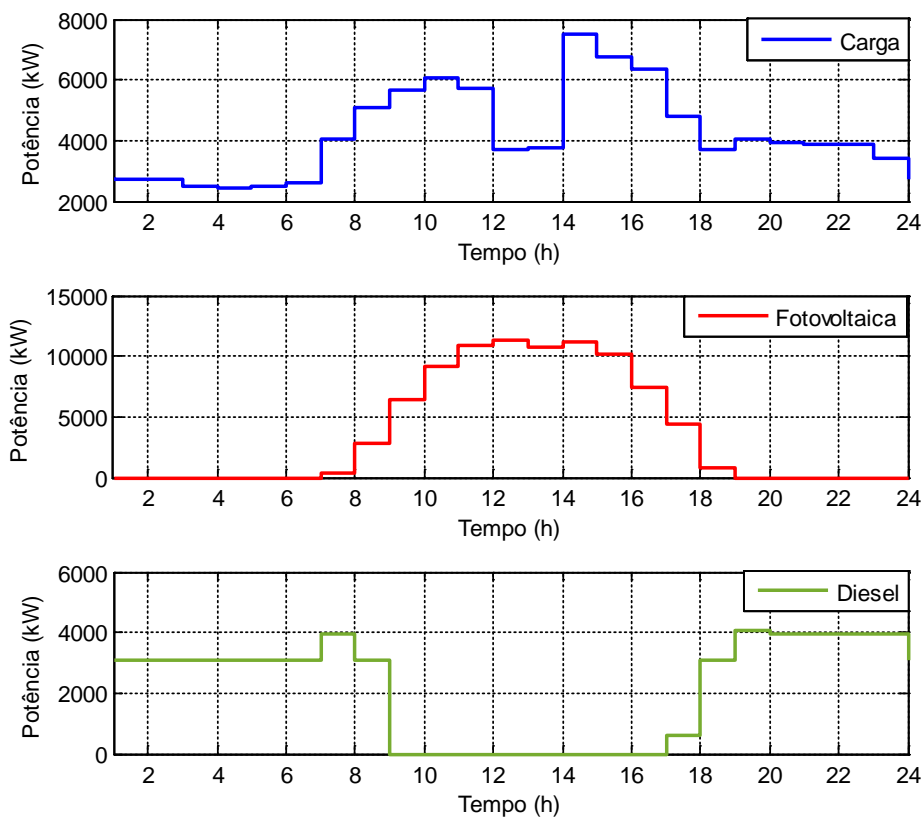


Figura 5.17. Variação da carga, potência produzida pelo fotovoltaico e MCI em um dia para a configuração 3.

As figuras 5.18 e 5.19 mostram o modo de operação dos MCI's, e o excesso e déficit de energia.

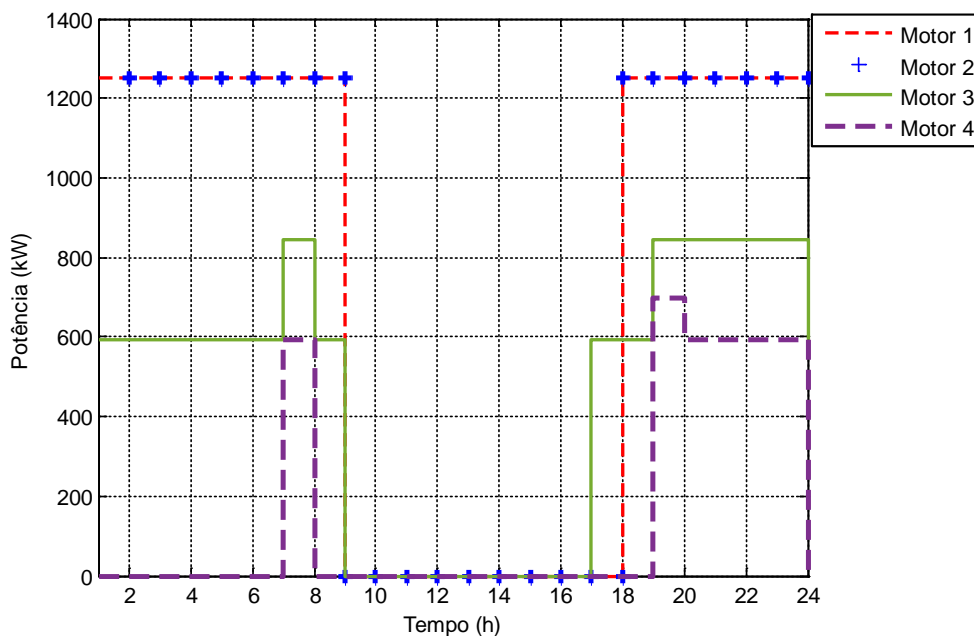


Figura 5.18. Modo de operação dos Geradores a diesel, cenário 3.

Da Figura 5.18 observa-se que 4 motores são utilizados para garantir o fornecimento de energia à carga, no período quando não há geração de energia fotovoltaica. Durante o tempo de operação, 2 motores operam a potência nominal, o motor 3 opera entre 70 e 100% de carregamento e o motor 4 opera com 70% de carregamento. Ao operar nesta faixa os motores tem menor consumo específico de combustível e maior eficiência. Os motores um e dois operam 15 horas a plena carga, o motor 3 opera 16 horas com carregamento que varia entre 70 e 100% de sua carga nominal, e o motor 4 opera 7 horas a um carregamento de 70%, a maior parte do tempo.

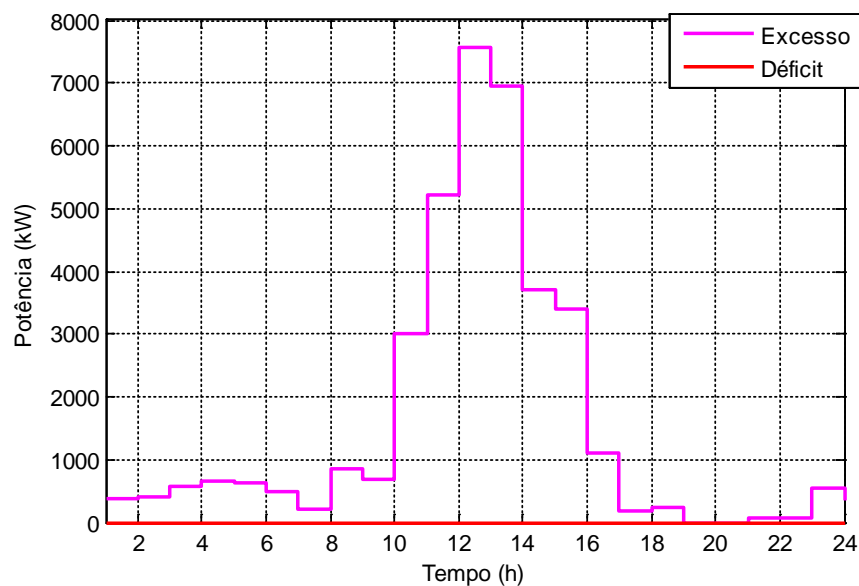


Figura 5.19. Excesso e déficit de energia, cenário 3.

Observa-se que, o maior excesso de energia se produz no horário do meio-dia, horário em que a intensidade de irradiação solar é maior, e a energia demandada pela carga é menor.

- ***Desempenho mensal***

A produção de energia elétrica mensal do sistema fotovoltaico e dos MCI's são apresentadas na Figura 5.20. Observa-se que a produção de energia pelo diesel tem um comportamento similar ao cenário 3, e varia conforme a necessidade da carga e da disponibilidade da irradiação solar. Sendo que quase sempre tem a sua produção máxima durante período noturno de ponta de carga. A produção de energia fotovoltaica oscila durante o ano, sendo que o seu aproveitamento acontece diariamente entre as 8h e às 17h.

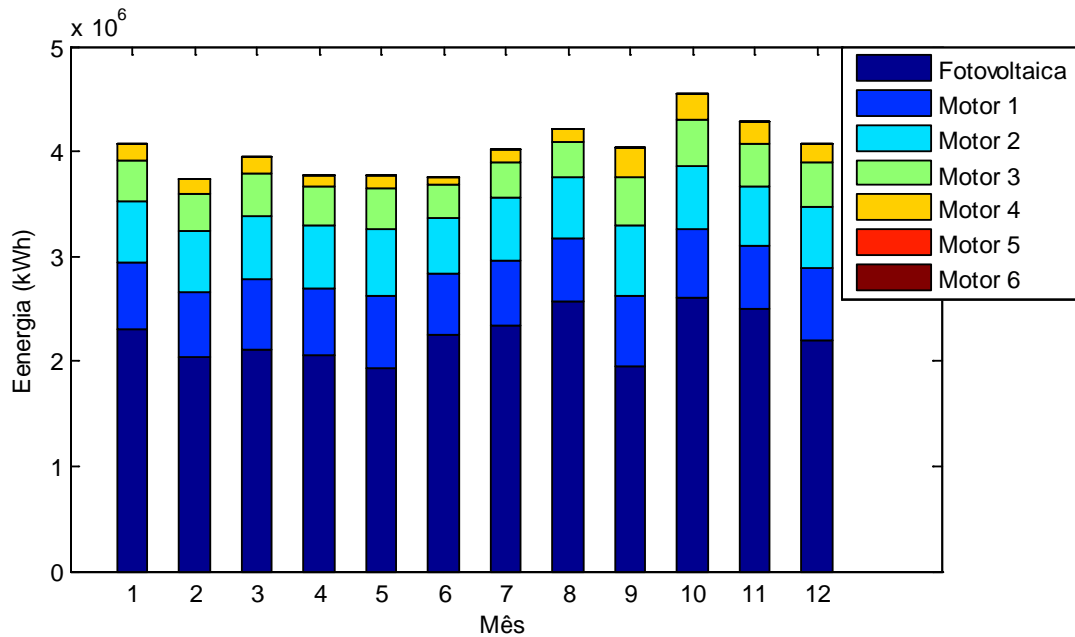


Figura 5.20. Energia gerada por cada um dos componentes do sistema, cenário 3.

5.4.4 Cenário 4

Neste cenário foram realizadas simulações utilizando MCI e ciclo ORC somente, para atender a demanda da comunidade, de forma a comparar os resultados como o sistema Diesel-ORC-FV-Baterias. Considerado os mesmos MCI's utilizados dos cenários 1 e 2. Os resultados da simulação são apresentados na Tabela 5.16.

Tabela 5.16. Resultados da simulação no período de um ano, Cenário 4.

Parâmetro	Configuração
Produção Diesel (MWh/ano)	35977
Produção ORC (MWh/ano)	3344,5
Tempo operação Diesel (h)	
UG-01 (1250 kW)	8760
UG-02 (1250 kW)	8729
UG-03 (846 kW)	7862
UG-04 (846 kW)	4859
UG-05 (1250 kW)	2338
UG-06 (846 kW)	2145
UG-07 (1250 kW)	354
Déficit de Energia (MWh/ano)	0
Excesso de Energia (MWh/ano)	1754,8
Consumo de combustível (L/ano)	9744200

Os resultados da simulação mostram que a configuração supre o 100% da energia demandada pela carga, além de apresentar menor consumo de combustível em comparação com o sistema diesel somente. Com esta configuração o custo médio de energia gerada obtido foi de 1260 R\$/MWh.

Para avaliar a viabilidade e atratividade do sistema foi estimado o tempo de retorno do investimento, o qual é apresentado na Tabela 5.17.

Tabela 5.17. Estimativa do tempo de retorno do investimento, Cenário 4.

Investimento Inicial R\$	Custo de operação R\$/ano	Custo do combustível R\$/ano	Custo de reposição R\$/ano	Tempo de retorno (anos)
21932000.00	267510.00	44171000.00	1386090	8,77

Devido ao baixo investimento inicial, o tempo de retorno de investimento é de 8 anos e 9 meses, menos da metade do tempo de vida útil assumido para o projeto, demonstrando a viabilidade e atratividade de este sistema.

A Figura 5.21 apresenta a composição do custo da energia gerada.

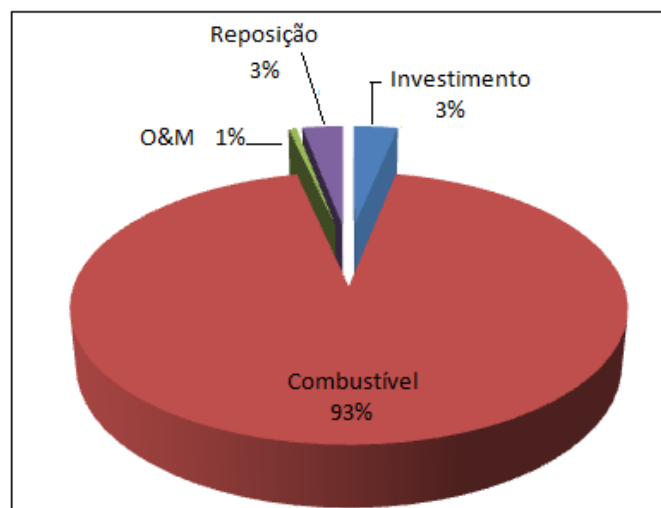


Figura 5.21. Influência dos diferentes custos no custo médio da energia gerada, Cenário 3.

Da Figura 5.21 é possível observar que o custo de energia gerada é afetado principalmente pelo custo do combustível. Os demais custos têm uma representação insignificante no custo da energia gerada.

- **Desempenho diário do sistema**

A Figura 5.22 mostra a variação da carga e a geração de energia ao longo de um dia.

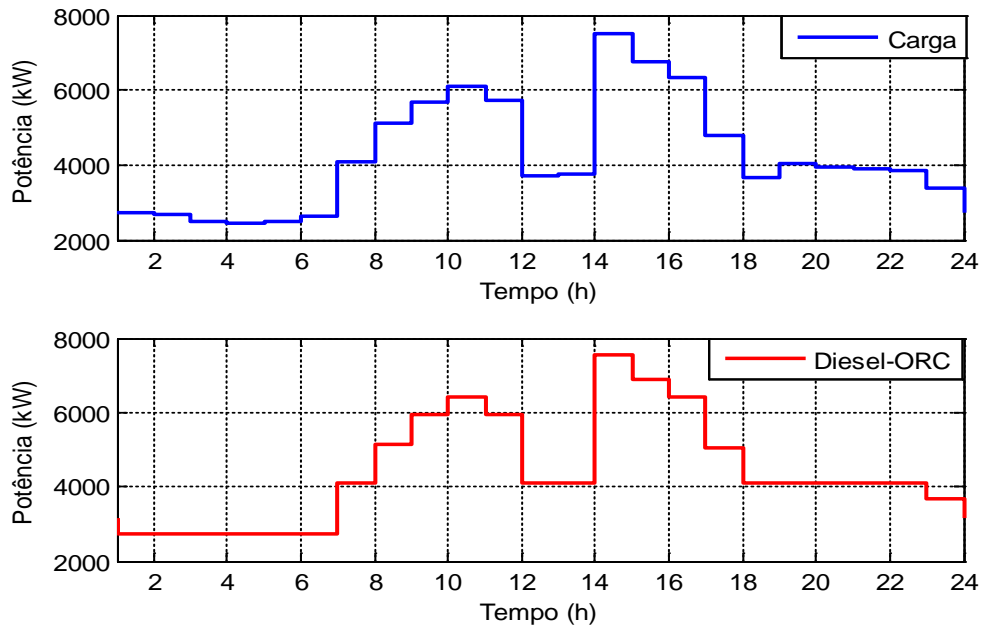


Figura 5.22. Variação da carga e potência produzida Diesel-ORC, Cenário 4.

Verifica-se, a partir da Figura 5.22, que a potência produzida pelo sistema Diesel-ORC segue o comportamento da carga. As variações apresentadas na curva mostram o instante que entram os motores necessários, que junto com o ciclo ORC suprem a demanda. As figuras 5.23 e 5.24 mostram o modo de operação dos MCI, ORC, e o excesso de energia respectivamente.

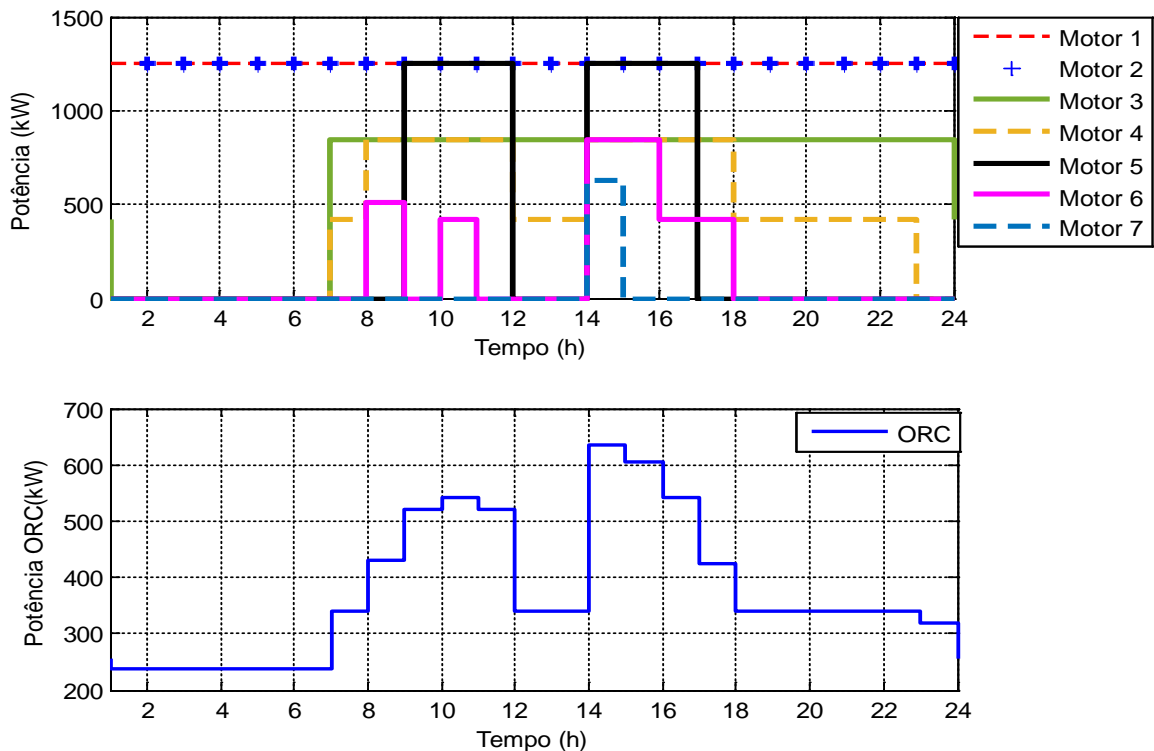


Figura 5.23. Modo de operação dos Geradores a diesel e ciclo ORC, cenário 4.

Conforme se pode verificar na Figura 5.23, os motores 1 e 2 operam o tempo todo com a sua potência nominal. O motor 3 é despachado no período das 7 horas até as 24 horas na sua potência nominal, enquanto o motor 4 opera no período das 7 horas até as 23 horas, com um fator de carregamento que varia de 50% a 100%. O motor 5 opera nos intervalos entre 9h-12h e entre 14h -17h, nos quais a energia demandada pela carga é maior, com a sua potência nominal. O motor 6 opera nos intervalos entre 8h-9h, 10h-11h e entre 14h-18h, com fator de carregamento que varia entre 50% e 100%. Já o motor 7 opera entre as 14h e as 15 h, período no qual ocorre o maior pico de carga, sendo preciso ligar todos os motores que em conjunto com a energia gerada pelo ciclo ORC atendam a máxima demanda.

É de realçar também que o ciclo ORC gera mais energia, em correspondência com o incremento na potência no grupo de geradores a diesel.

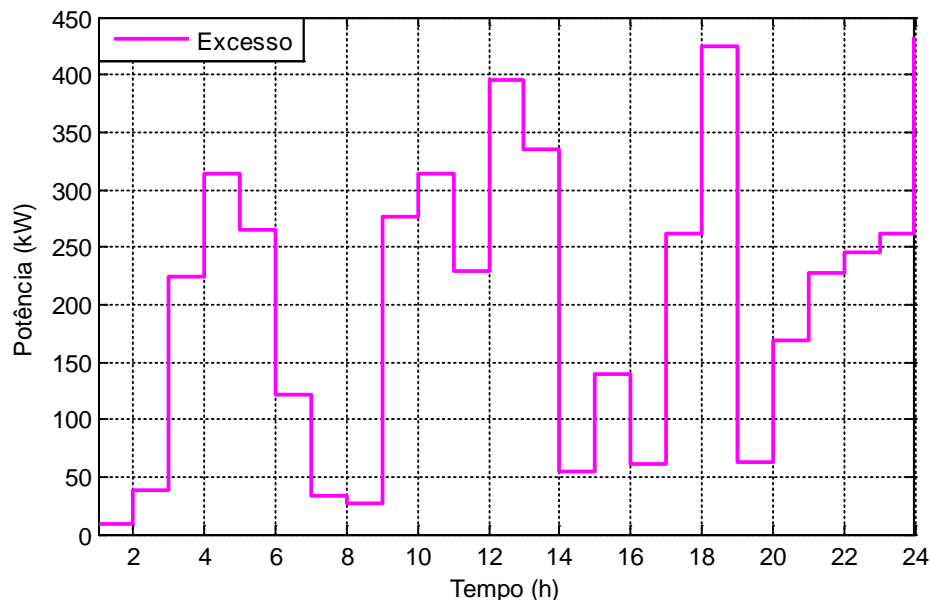


Figura 5.24. Excesso de Energia, Cenário 4.

Da Figura 5.24 observa-se que, o maior excesso de energia se produz no horário das 18h às 19h, horário em que, embora operando junto o ciclo ORC e os motores 1,2, e 3 com a potência nominal não conseguem satisfazer a demanda, porém o motor 4 é ligado, produzindo assim o excesso de energia.

5.5 Análise Comparativa

Com a finalidade determinar a viabilidade da implementação do sistema híbrido Diesel-ORC-FV-Baterias, é realizada uma comparação dos sistemas descritos nos diferentes cenários com o sistema 100% diesel, em termos de consumo específico de combustível, fator de

capacidade, probabilidade de perda à carga (LPSP), custo da energia, eficiência elétrica média e excesso de energia.

A Figura 5.25, permite comparar as diferenças do custo médio de geração de cada sistema analisado. Verifica-se, a partir da figura, que todos os cenários apresentaram um custo médio de energia gerada (CEG) menor em comparação com o sistema puramente diesel, sendo viável tecnicamente a implementação de qualquer das configurações obtidas na localidade de Cujubim.

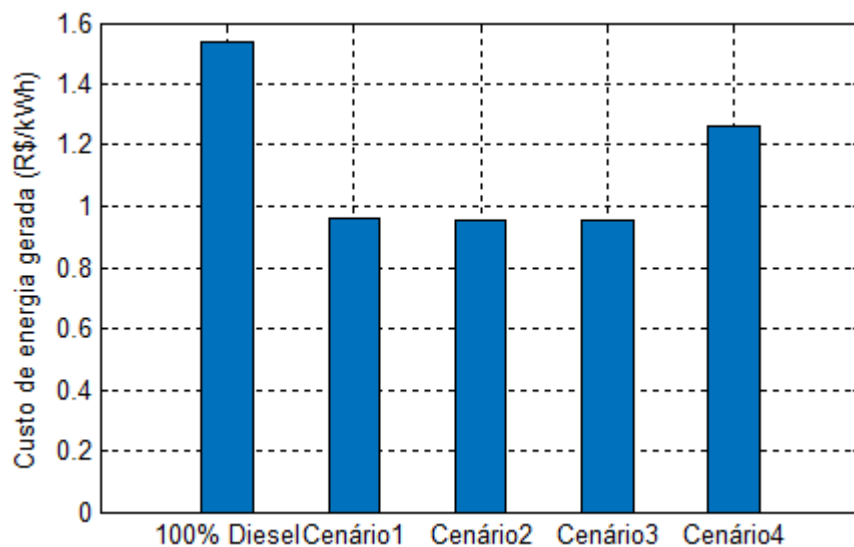


Figura 5.25. Custo médio de energia gerada para todos os Cenários.

Portanto, baseados na informação da Figura 5.25 o sistema mais econômico, consiste na configuração Diesel-ORC-PV-Baterias apresentado no cenário 2, com um custo médio de energia gerada igual R\$ 0,9512/kWh, com redução percentual de 38,15% em relação ao custo médio de geração do sistema puramente diesel.

Além de oferecer o menor custo de energia, o sistema tem que manter um nível de confiabilidade do suprimento de energia. A confiabilidade foi baseada no conceito de probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga (LPSP). A Figura 5.26 mostra os valores de LPSP obtidos em cada cenário analisado.

Nas simulações apresentadas considerou-se o mesmo valor da LPSP (1%) para todos os cenários. A confiabilidade do sistema dependerá de quanto maior ou menor seja o valor estabelecido para a LPSP; se o valor estabelecido é maior, menor é a exigência de confiabilidade para o sistema, porém menos robusta a configuração do sistema e menores os custos obtidos.

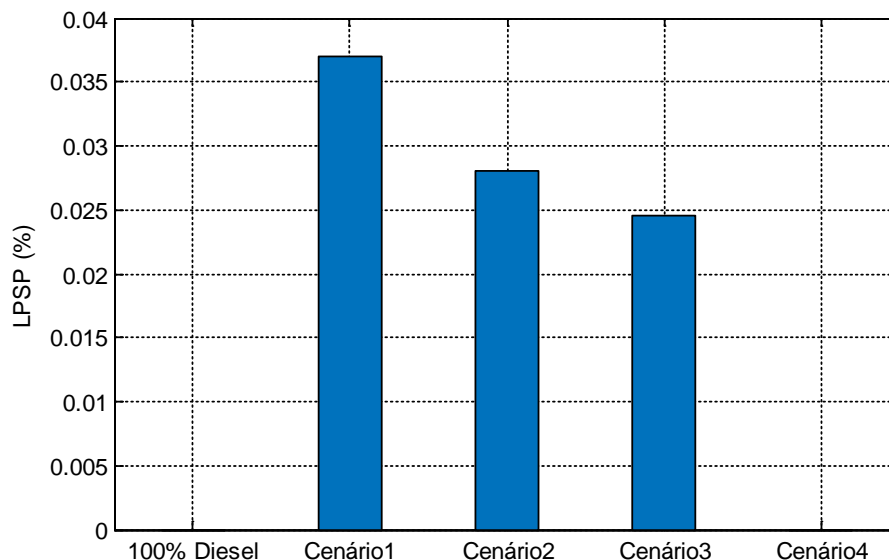


Figura 5.26. Probabilidade de perda no fornecimento de energia à carga para todos os cenários.

Como é possível observar na Figura 5.26, o sistema puramente diesel e o cenário 4 (diesel-ORC), apresentam uma LPSP igual a 0%, o que significa que a carga é atendida o 100% do tempo, não há déficit de energia. Já os demais cenários apresentaram diferentes valores de LPSP, no caso do cenário 1 obteve-se um valor de 0,037%, e no caso do cenário 2 um valor de 0,028%, o que indica a perda no fornecimento de energia que ocorre em determinados períodos do ano. Já o cenário 3 apresenta o menor valor de LPSP igual a 0,0245%, o que faz mas viável sua implementação em comparação com os cenários 1 e 2. Conforme se pode verificar na Figura 5.27, onde se pode observar a quantidade de energia não suprida ao longo do ano pelos diferentes cenários.

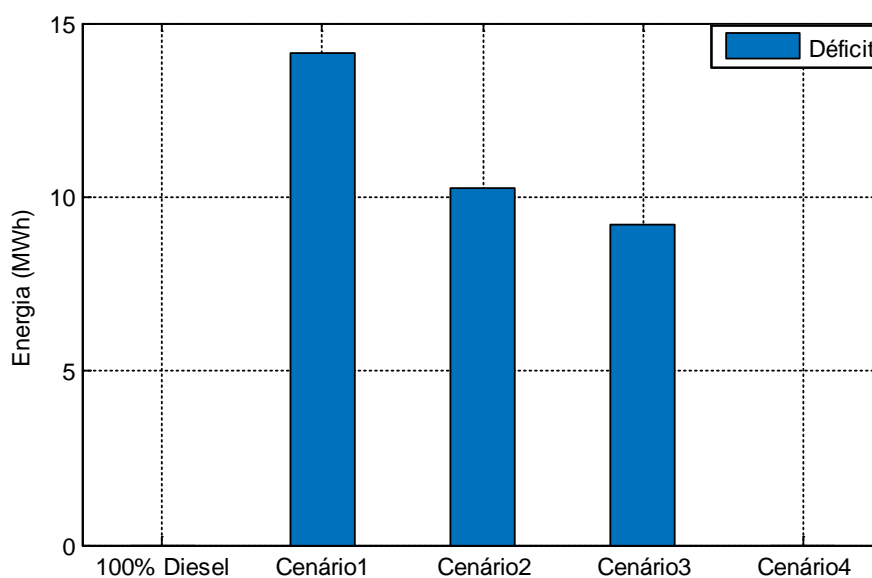


Figura 5.27. Déficit de Energia gerada no ano para todos os cenários.

A Figura 5.28 mostra o excesso de energia ao longo do ano para os diferentes cenários, respectivamente. Os excedentes de energia gerada ocorrem pelo fato desta energia não ser efetivamente utilizada ou armazenada. No caso do sistema de armazenamento, devido ao alto custo das baterias, alguns dos cenários foram propostos sem uso de baterias, e os cenários que tem baterias, apresentam baixa capacidade de armazenamento, portanto nestas configurações as baterias são praticamente usadas para garantir o tempo de partida dos geradores a diesel.

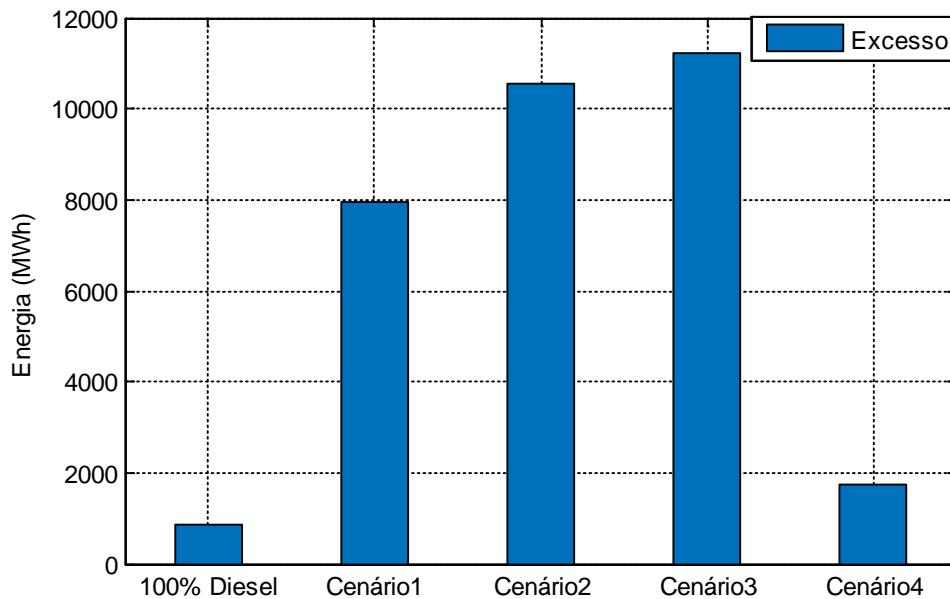


Figura 5.28. Excesso de Energia gerada no ano para todos os cenários.

Como se observa na Figura 5.28, os cenários somente diesel e 4 apresentam o menor excesso de energia, enquanto os cenários 1, 2 e 3, apresentam maiores excessos, pois a maior parte do excesso de energia é proveniente da energia gerada com o sistema fotovoltaico. A energia excedente deve ser dissipada utilizando algum tipo de carga destinada para tal fim.

Como foi comprovado com a Figura 5.26, o sistema convencional (somente diesel) supre o 100% da energia demandada pela carga com um fator de carga de 36,13% (ver Figura 5.29). No sistema do cenário 1, o sistema fotovoltaico tem um fator de carga de 21,11% e fornece o 52,67% da produção anual de energia, enquanto o sistema diesel-ORC contribui com o restante de energia com um fator de carga dos MCI's de 36,25%. No sistema do cenário 2, o sistema fotovoltaico tem um fator de carga de 20,98% e fornece o 57,91% da produção anual de energia e o sistema diesel-ORC contribui com o restante de energia com um fator de carga dos MCI de 27,52%. No sistema do cenário 3, o sistema fotovoltaico tem um fator de carga de 17,02% e fornece o 55,16% da produção anual de energia, enquanto o gerador diesel contribui

com o restante de energia com um fator de carga de 33,12%. Já no cenário o sistema diesel-ORC supre o 100% da carga com um fator de cargas dos MCI's de 54,48%.

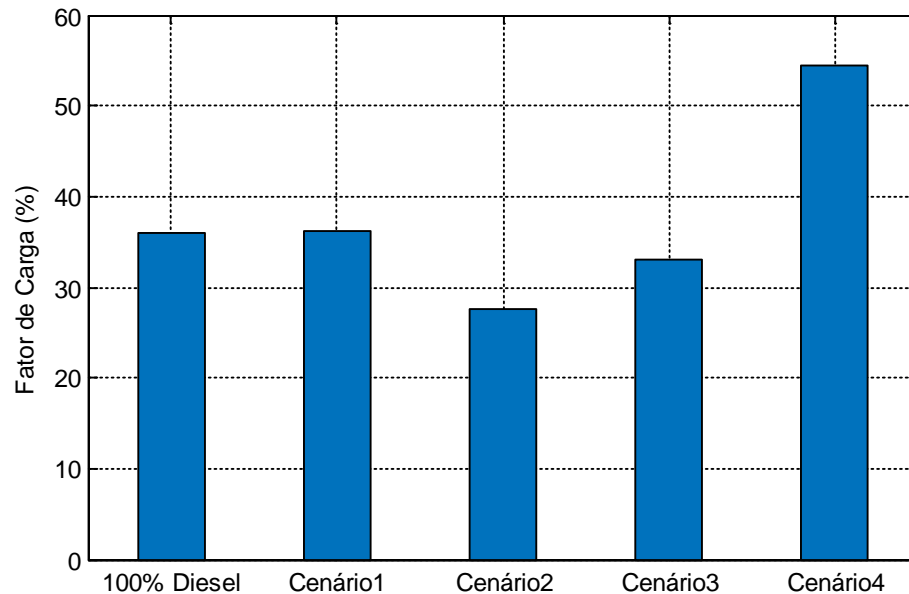


Figura 5.29. Fator de carga dos MCI's para todos os cenários.

Baseado na informação apresentada na Figura 5.29 é possível observar que no sistema do cenário 2, o gerador diesel é utilizado com menos frequência, tornando-se menos dependente do combustível.

Um dos indicadores importantes nas usinas termelétricas a óleo diesel usadas nos sistemas isolados é o consumo específico do combustível. A partir de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem restringindo os limites de consumo específico de combustível, que depende da faixa de potência de operação das usinas, com a finalidade que as usinas operarem de forma cada vez mais eficiente. O valor máximo de consumo específico de combustíveis estabelecidos pela ANEEL, para a faixa de potência de 751 kW até 2500 kW é de 0,289 L/kWh [127], a qual corresponde à potência dos sistemas apresentados nos cenários.

A Figura 5.30 apresenta o consumo específico de combustível para os diferentes cenários. Como é possível observar, a adição do ciclo ORC ao sistema MCI nos cenários 1, 2 e 4 permite ter uma redução do consumo específico de combustível de 8,85%. O sistema operando somente diesel e FV-diesel (cenário 3) apresentaram aproximadamente o mesmo consumo específico de combustível de 0,271 L/kWh. Em todos os cenários, o consumo específico de combustível fica abaixo do limite estabelecido pela ANEEL.

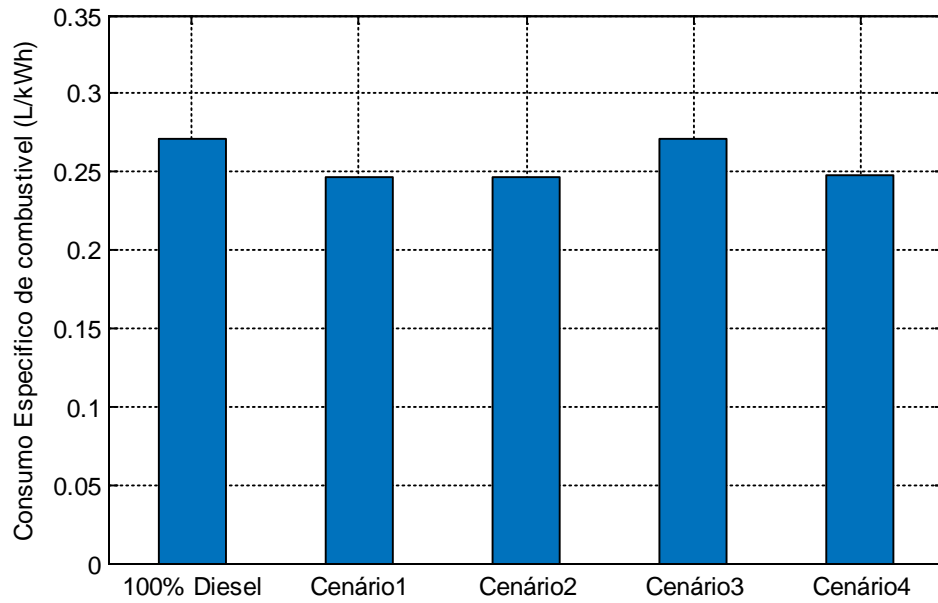


Figura 5.30. Consumo específico de combustível para todos os cenários

Outro dos parâmetros avaliados é a eficiência elétrica dos sistemas com MCI's, como é possível observar na Figura 5.31, existe um aumento na eficiência ao aproveitar a energia contida nos gases de exaustão do motor mediante a adição do ciclo ORC, obtendo-se um aumento em aproximadamente 9 pontos absolutos em comparação com a eficiência do somente o motor.

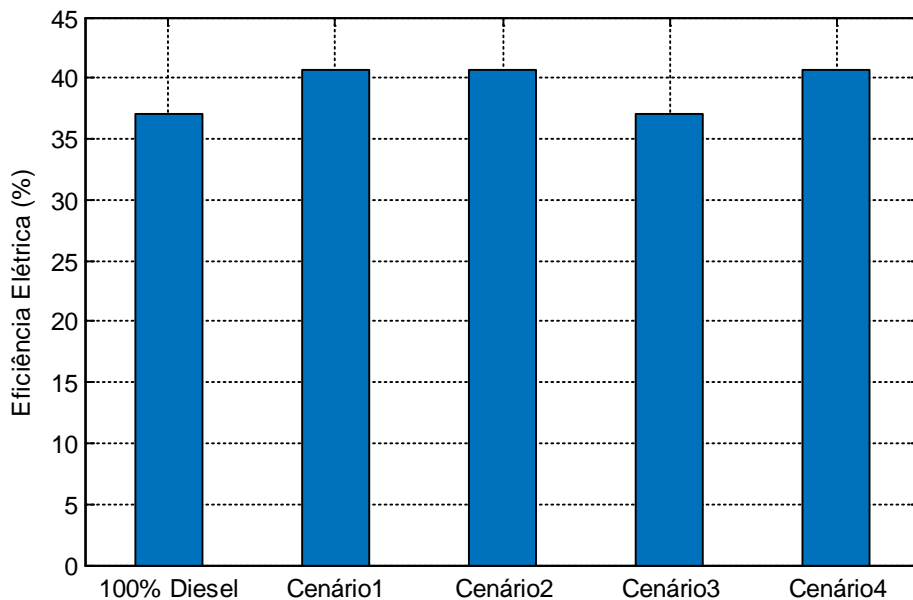


Figura 5.31. Eficiência Elétrica média para todos os cenários.

A Figura 5.32 mostra o tempo de retorno do investimento para os diferentes cenários. Deste modo é possível avaliar qual configuração é mais rentável economicamente a ser adotada para o sistema.

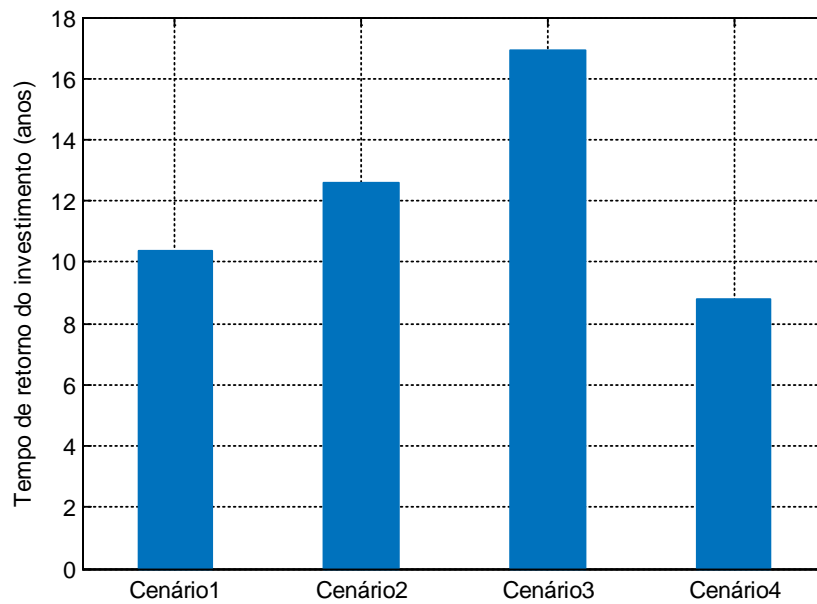


Figura 5.32. Tempo de retorno do investimento para todos os cenários

Baseado nas informações expostas na Figura 5.32, o sistema híbrido diesel-ORC/fotovoltaico/baterias adotado no cenário 1 apresentou um tempo de retorno de 11,4 anos, o qual é menor em comparação com tempo de retorno do sistema híbrido diesel-ORC/fotovoltaico/baterias adotado no cenário 2 e do sistema híbrido diesel /fotovoltaico apresentado no cenário 3. Já o sistema diesel-ORC apresentado no cenário 4 tem como resultado um tempo de retorno de 8,77 anos. Isso se deve ao fato do menor custo de investimento do sistema diesel-ORC em comparação com os diferentes sistemas híbridos apresentados nos outros cenários.

Baseado no custo médio da energia gerada e tempo de retorno do investimento, a melhor configuração a ser empregada é a configuração adotada no cenário 1, pois apresentou um custo de energia gerada 30,99% mais barato que o sistema diesel-ORC apresentado no cenário 4. Além, a configuração do cenário 1 é um sistema com fontes renováveis, o que resulta em um sistema menos dependente de combustíveis fósseis.

5.6 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade permite determinar quais parâmetros econômicos poderão influenciar de forma determinante o investimento total e a configuração do sistema híbrido. Deste modo, é possível determinar qual configuração de unidades geradoras e armazenamento são ideais sob diferentes condições.

A análise de sensibilidade foi realizada em 2 cenários: variação no preço do diesel, pois tem efeito significativo na rentabilidade do investimento do projeto; e a variação no custo de aquisição e instalação do sistema fotovoltaico e do banco de baterias, as quais representam a maior parte de investimento inicial do sistema.

- ***Variação no preço do diesel***

Para esta análise foi considerado um aumento de 50% e 100% no preço do diesel, permitindo verificar a influência no custo da energia, nos diferentes cenários apresentados anteriormente.

Os resultados são apresentados na Figura 5.33.

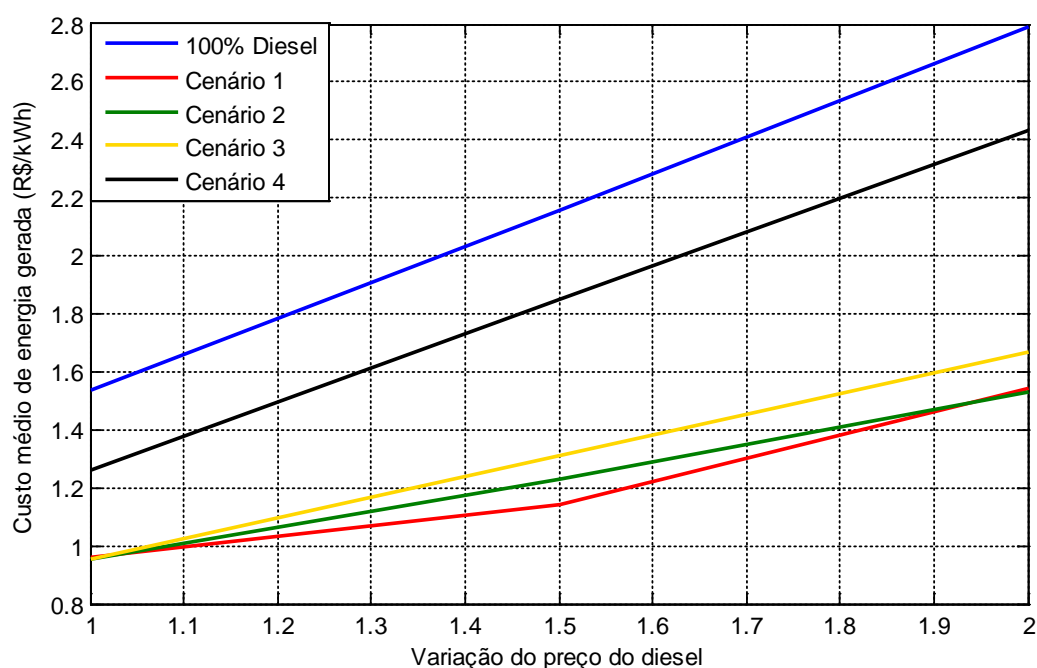


Figura 5.33. Variação do custo médio de energia gerada em função do preço do diesel

Verifica-se, a partir da Figura 5.33, que a variação do custo médio de energia gerada (CEG) é linear com a variação preço do óleo diesel. Mostra-se que os sistemas apresentados nos diferentes cenários são mais vantajosos que o sistema diesel somente. Além disso, o CEG do cenário 3 é mais vantajoso que os demais cenários para o fator de 1,5 vezes o valor do preço do diesel atual, para aumentos maiores os cenários 1 e 2 são os mais viáveis de ser implementados. Portanto a implementação de sistema híbrido é cada vez mais atrativa para atendimento às comunidades isoladas, pois torna o custo da energia elétrica menos vulnerável às variações do preço do óleo diesel.

- *Variação no custo do sistema fotovoltaico e baterias.*

A análise de sensibilidade foi realizada considerando as unidades geradoras a diesel do cenário 2 (item 5.4.2), e uma variação no preço do sistema fotovoltaico e da bateria de 60% e 80% do preço base, além de considerar a variação do preço do óleo diesel. Para isso, foi realizado a análise de sensibilidade em três cenários, com custo de aquisição do litro do diesel alterado com fatores de múltiplos iguais a 1,5 e 2 vezes o valor aplicado do preço do diesel.

As figuras 5.34, 5.35 e 5.36 apresentam a variação do custo médio energia gerada do sistema híbrido considerando as variações no custo do sistema fotovoltaico e do banco de baterias.

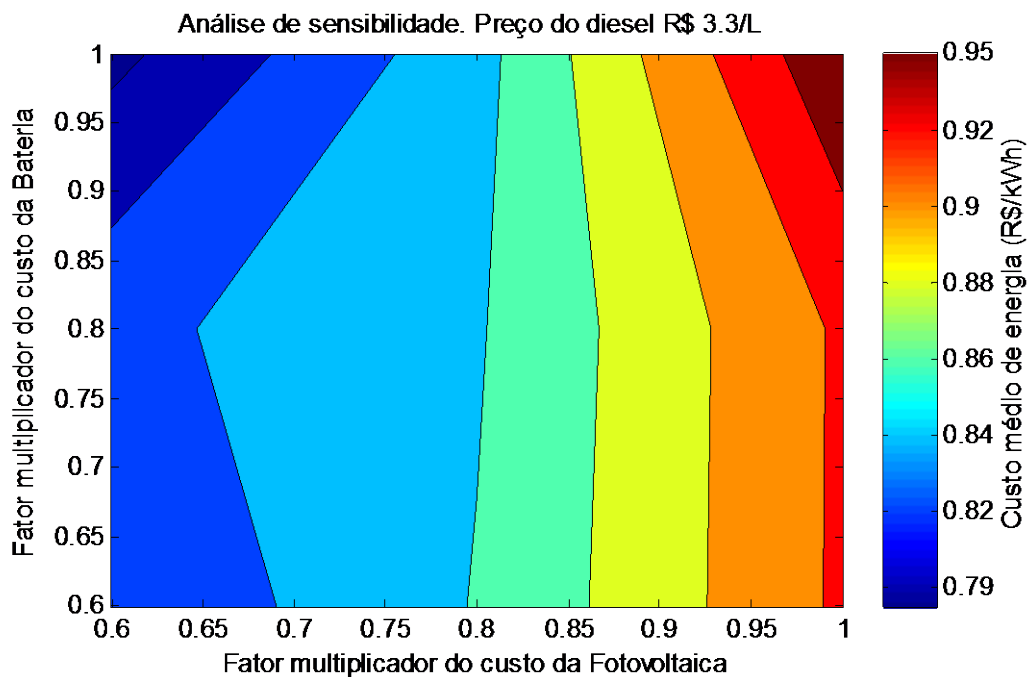


Figura 5.34. Variação do custo médio de geração do sistema híbrido devido à variação no preço dos componentes: Fotovoltaica e Baterias, para o preço base do diesel.

Da Figura 5.34 é possível observar que com uma redução de 60% no preço do sistema fotovoltaico, o resultado do custo médio de energia gerada do sistema sofre uma redução de 16,46%, isto é, passa de R\$ 0,951/kWh para R\$ 0,794/kWh. No caso do banco de baterias com uma redução no preço de 60% obtêm-se uma redução no custo médio de geração de apenas 2,95%, isto é, passa de R\$ 0,951/kWh para R\$ 0,923/kWh.

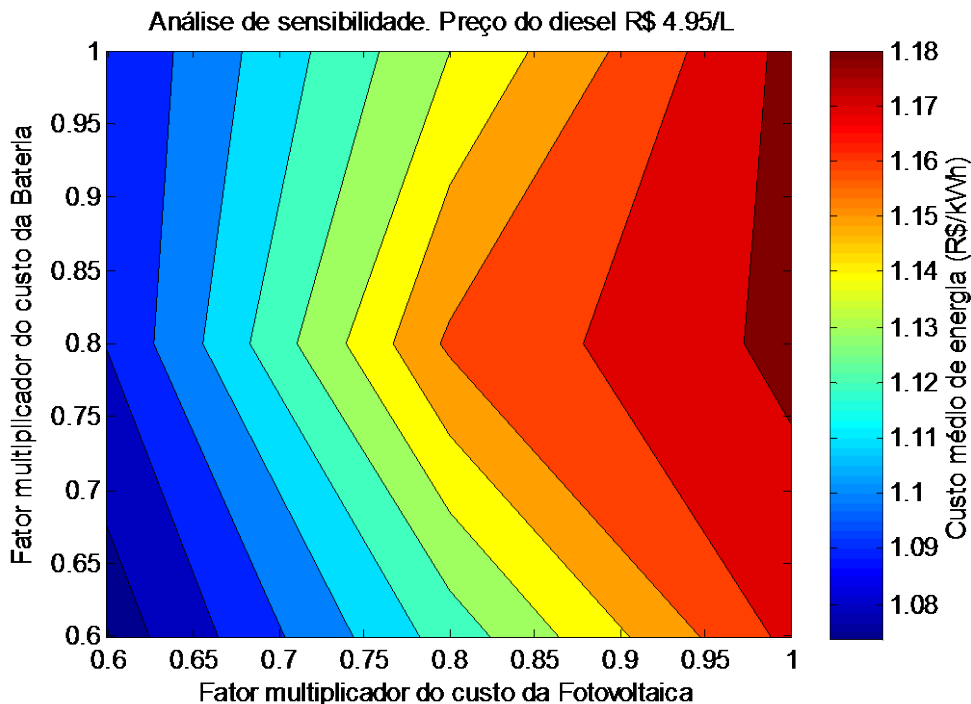


Figura 5.35. Variação do custo médio de energia gerada do sistema híbrido devido à variação no preço dos componentes: Fotovoltaica e Baterias, para o preço do diesel de R\$ 4.95/L.

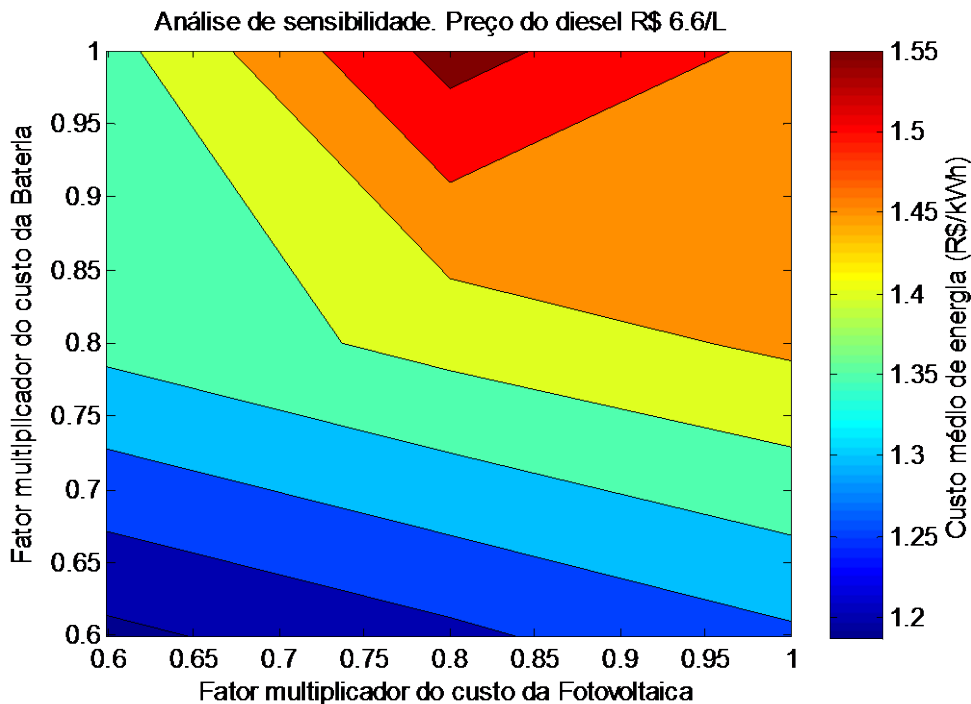


Figura 5.36. Variação do custo médio de energia gerada do sistema híbrido devido à variação no preço dos componentes: Fotovoltaica e Baterias, para o preço do diesel de 6.6/L.

Da Figura 5.35 observa-se que, com aumento em 50% no preço do óleo diesel, o custo da energia gerada aumenta significativamente. Neste caso a participação do sistema fotovoltaico e de armazenamento é maior, pelo que uma redução de 80% no preço destes sistemas produz

uma redução no custo médio da energia de aproximadamente 1,69%, isto é, de R\$ 1,182/kWh para R\$ 1,161/kWh .

Da Figura 5.36 observa-se que, com aumento de 100% no preço atual do óleo diesel, o custo médio da energia gerada aumenta em aproximadamente 56%. Neste caso, com uma redução de 85% no preço atual do sistema fotovoltaico e as baterias, o resultado do custo médio da energia gerada do sistema sofreu apenas uma redução de 2,02%, isto é, de R\$ 1,48/kWh para R\$ 1,45/kWh

É possível observar que o impacto da variação do preço do sistema fotovoltaico e bateria no custo da energia não é muito significativo, pois a variação do preço destes sistemas ocorre especialmente no investimento inicial e substituição destes equipamentos. Portanto o maior contribuinte no custo da energia é o combustível utilizado. A Tabela 5.18 apresenta as configurações obtidas nos diferentes casos.

Tabela 5.18 Sensibilidade do custo da energia em relação ao custo do sistema fotovoltaico e Bateria.

Custo do diesel (R\$/L)	Preço do sistema FV e Baterias	Número de FV	Número de BAT	ORC (kW)	ESTOP	CE R\$/kWh
3,3	60%	74480	0	722,66	B	0.8226
	80%	64512	2560	722,66	D	0.8583
	100%	59064	4540	722,66	D	0.9512
4,95	60%	90565	26120	722,66	B	1,0737
	80%	65424	3880	722,66	D	1,1617
	100%	71088	0	722,66	B	1,1828
6,6	60%	90565	40840	722,66	B	1.1872
	80%	90565	27960	722,66	A	1,4163
	100%	78240	0	722,66	B	1,4851

Da análise da Tabela 5.18, constatou-se, que o número de painéis fotovoltaicos e baterias são maiores no sistema híbrido, quando o preço do óleo diesel aumenta e o preço do sistema fotovoltaico de bateria se reduz em 60%. No caso do preço base do diesel de R\$ 3,3/L, observa-se que, há pouca ou nenhuma participação do banco de baterias, o que significa que a configuração mais econômica, é um sistema sem armazenamento, isso porque o custo da bateria incrementa o custo da energia gerada. No entanto a utilização de sistema de armazenamento nestes tipos de sistema garante a reserva de energia necessária para sua operação.

Analisando os resultados anteriores, e levando em consideração o número de painéis fotovoltaicos dado pelo algoritmo de otimização para o sistema, pode ser de interesse calcular a área necessária para a instalação do sistema fotovoltaico.

Dada as condições do local estudado em relação à disponibilidade de irradiação solar e dada as características da carga, o algoritmo de otimização deu como resultado que, para um custo do óleo diesel de 3,3 R\$/L, seriam necessário 59064 painéis fotovoltaicos. Portanto para a implantação desse número de painéis, seria necessária uma área de aproximadamente 100408,8 m², o que poderia implicar uma restrição relacionada à área disponível para a implantação do sistema.

5.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados da otimização e simulação da hibridização do sistema puramente diesel, empregado na comunidade de Cujubim estado de Rondônia. Nas simulações, foram incluídos quatro cenários diferentes, os quais permitiram determinar a melhor configuração a ser implementada.

Também foi realizada uma análise de sensibilidade, com a finalidade de estabelecer as variações que pode ter o custo da energia gerada, a partir da variação do preço do diesel, do sistema fotovoltaico e as baterias. Após a análise de sensibilidade, foi observado, como o aumento do preço dos combustíveis fósseis abre espaço para implementação das fontes renováveis nas comunidades isoladas.

Os resultados obtidos confirmam que a implementação do sistema híbrido Diesel-ORC-Fotovoltaica-Bateria apresenta-se como uma boa opção para o atendimento a comunidades isoladas, mesmo levando em consideração as piores condições para o preço do diesel.

6 CONCLUSÕES

Esta tese propôs o desenvolvimento de um modelo que permite determinar o projeto ótimo de um sistema híbrido composto por geradores diesel, ciclo orgânico Rankine, solar fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia em baterias. Para resolver o problema propõe-se uma abordagem de otimização baseada em técnicas meta-heurística de otimização, como o algoritmo por nuvem de partículas (PSO). Este algoritmo tem como objetivo determinar a distribuição ótima das potências das diferentes fontes de geração, assim, como também escolher a estratégia de operação mais adequada para a correta operação do sistema híbrido.

Para o efeito foi desenvolvida uma ferramenta computacional utilizando-se o software Matlab. Esta ferramenta integra o modelo de simulação e o algoritmo de otimização. Para a otimização do sistema híbrido de energia, etapas como a simulação de carga e simulação de recursos energéticos intermitente são essenciais na modelação de produção renovável e na modelação de gestão do consumo respectivamente. Isto é, a definição dos recursos energéticos a utilizar e o conhecimento da carga a alimentar são fundamentais na determinação de configuração do sistema híbrido e na definição de estratégias de operação.

No modelo de simulação, foram considerados modelos que caracterizam cada subsistema individualmente e o sistema como um todo através das diferentes estratégias de operação. O resultado é um modelo de simulação do sistema híbrido que permite avaliar o desempenho de cada componente, e desta forma, avaliar a operação do sistema de acordo com critérios técnicos e econômicos.

O algoritmo de otimização por nuvem de partículas utiliza os resultados da simulação para procurar a melhor configuração possível do sistema híbrido. A função objetivo é minimizar o custo da energia gerada e a restrição técnica é o atendimento contínuo à carga. A configuração do algoritmo de otimização mostrou a capacidade de resolver o problema de forma satisfatória, pois de atinge o ótimo global com requisito de cálculo relativamente simples.

Para calcular a potência gerada pelo sistema fotovoltaico, foi utilizado o modelo baseado na eficiência do painel, o qual inclui os efeitos da temperatura ambiente e a irradiação solar do local. Para aumentar a precisão do método foi corrigida, hora a hora a irradiação solar incidente no plano horizontal para o plano dos painéis. O modelo se mostrou útil já que permite considerar a influencia da temperatura, fator que é fortemente influenciado pelas condições climáticas do local.

O modelo baseado nas tensões de carga e descarga do banco de baterias e desenvolvido por Copetti et al. [82], apresentou-se especialmente adequado para os requerimentos desta pesquisa, pois permite avaliar o nível de carregamento do banco de baterias a cada hora, considerando ainda a eficiência do ciclo de carga e descarga.

O modelo desenvolvido para o motor de combustão interna, o qual foi realizado a partir de uma base de dados de vários motores com diferentes faixas de potência, apresenta-se útil para calcular o consumo do motor para diferentes níveis de carregamento. Além de determinar a vazão mássica e temperatura dos gases de exaustão, dados necessários para a aplicação do ORC.

O modelo desenvolvido foi aplicado em um estudo de caso com dados reais para os recursos renováveis e para a demanda. Foram analisados 4 cenários, os quais foram comparados com sistemas puramente a Diesel, os resultados mostraram que todos os cenários foram mais vantajosos que o sistema puramente Diesel, pois todos apresentaram menor custo da energia, além de serem menos vulneráveis às variações no preço do óleo diesel. Os resultados indicam que a otimização do sistema híbrido Diesel-ORC-fotovoltaica-Bateria é capaz de reduzir o custo da energia em aproximadamente 38.15% em relação ao custo de energia do sistema puramente diesel.

Nos cenários que incluem sistemas fotovoltaicos, a produção de energia destes sistemas é significativa, superior ao 55%, pelo que diminui a participação da energia convencional no sistema, porém o custo de operação e manutenção é menor.

Foi avaliado o tempo de retorno do investimento nos quatro cenários, os resultados indicaram que o sistema diesel-ORC apresentado no cenário 4 tem um tempo de retorno do investimento de 8 anos e 9 meses, sendo o sistema mais viável economicamente para o projetista em comparação com as configurações apresentadas nas outros cenários.

O uso do ORC para o aproveitamento da energia térmica contida nos gases de exaustão do motor de combustão interna resulta ser benéfico na geração de energia elétrica, pois permite um incremento da energia gerada em 10,86%, além de incrementar a eficiência elétrica em aproximadamente 9 pontos absolutos, utilizando o R245fa como fluido de trabalho do ORC.

Foi simulada a sensibilidade as variações do preço do combustível, do sistema fotovoltaico e do banco de baterias, obtendo-se como resultado que a maior influência na variação no preço da energia e na participação do sistema fotovoltaico é dada pela variação do preço do óleo diesel.

Sugestões para trabalhos futuros:

- ✓ Considerar o ciclo orgânico Rankine regenerativo, para o aproveitamento não só dos gases de exaustão do motor de combustão interna, se não também a energia rejeitada no sistema de refrigeração.
- ✓ Considerar o uso de bicomcombustíveis e adição de outras fontes de geração como a eólica e/ou solar térmica utilizando outros sistemas de armazenamento como, por exemplo, hidrogênio.
- ✓ Aplicar outras técnicas meta-heurística de otimização como algoritmos genéticos, colônia de formigas entre outros para o dimensionamento ótimo de sistemas híbridos.
- ✓ Incorporar um modelo de falha dos equipamentos, levando em consideração que o algoritmo proposto considera que os equipamentos são 100% disponíveis.
- ✓ Considerar a introdução de diversos modelos de equipamentos, de modo a determinar qual é o melhor equipamento, em termos de investimento, potência, eficiência e capacidade de armazenamento no caso das baterias.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Eletrobras, “Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2015,” pp. 1–96, 2015.
- [2] J. T. Pinho, C. F. O. Barbosa, E. J. D. S. Pereira, H. M. S. Souza, L. C. M. Blasques, M. A. B. Galhardo, and W. N. Macêdo, *Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia*, 1^a Edição. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.
- [3] L. Arribas, L. Cano, I. Cruz, M. Mata, and E. Llobet, “PV–wind hybrid system performance: A new approach and a case study,” *Renew. Energy*, vol. 35, no. 1, pp. 128–137, Jan. 2010.
- [4] A. J. del Real, A. Arce, and C. Bordons, “Optimization strategy for element sizing in hybrid power systems,” *J. Power Sources*, vol. 193, no. 1, pp. 315–321, Aug. 2009.
- [5] A. Ahmad and A. S. Siddiqui, “Modeling of A Wind Diesel Integrated System With No Storage,” *Int. J. Emerg. Technol. Adv. Eng.*, vol. 4, no. 1, pp. 106–112, 2014.
- [6] M. Sharafi and T. Y. ELMekawy, “Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach,” *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 67–79, Aug. 2014.
- [7] S. M. Hakimi and S. M. Moghaddas-Tafreshi, “Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 7, pp. 1855–1862, Jul. 2009.
- [8] M. M. Hoque, I. K. A. Bhuiyan, R. Ahmed, A. A. Farooque, and S. K. Aditya, “Design, Analysis and Performance Study of a Hybrid PVDiesel Wind System for a Village Gopal Nagar in Comilla,” *Glob. J. Sci. Front. Res. Phys. Sp. Sci.*, vol. 12, no. 5, pp. 0–5, 2012.
- [9] S. Lotfi, F. L. Tarazouei, and M. Ghiamy, “Optimal Design of a Hybrid Solar -Wind-Diesel Power System for Rural Electrification Using Imperialist Competitive Algorithm,” *Int. J. Renew. Energy Res. IJRER*, vol. 3, no. 2, pp. 403–411, 2013.
- [10] P. Arun, R. Banerjee, and S. Bandyopadhyay, “Optimum sizing of battery-integrated diesel generator for remote electrification through design-space approach,” *Energy*, vol. 33, pp. 1155–1168, 2008.
- [11] S. Ashok, “Optimised model for community-based hybrid energy system,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 7, pp. 1155–1164, 2007.
- [12] T. Khatib, a. Mohamed, K. Sopian, and M. Mahmoud, “Optimal sizing of building integrated hybrid PV/diesel generator system for zero load rejection for Malaysia,” *Energy Build.*, vol. 43, no. 12, pp. 3430–3435, 2011.
- [13] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms,” *Sol. Energy*, vol. 79, pp. 33–46, 2005.
- [14] A. Gupta, R. P. Saini, and M. P. Sharma, “Assessment of economic penetration levels of photovoltaic array area in a hybrid energy system,” *2009 Int. Conf. Power Syst.*

- ICPS '09*, pp. 25–30, 2009.
- [15] Y. Zhu and K. Tomsovic, “Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 1, pp. 1–11, 2002.
- [16] Z. Miao, M. Choudhry, R. L. Klein, and L. Fan, “Study of a fuel cell power plant in power distribution system. Part I. Dynamic model,” *Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2004. IEEE*, pp. 2220–2225, 2004.
- [17] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu, and H. Yang, “Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 380–389, 2010.
- [18] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. M. I. Mahlia, “Design of an optimized photovoltaic and microturbine hybrid power system for a remote small community: Case study of Palestine,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 75, pp. 271–281, 2013.
- [19] H. Dehbonei, C. V. Nayar, and L. Chang, “A new modular hybrid power system,” *2003 IEEE Int. Symp. Ind. Electron. (Cat. No.03TH8692)*, vol. 2, pp. 985–990, 2003.
- [20] W. Dalbon, M. Roscia, and D. Zaninelli, “Hybrid photovoltaic system control for enhancing sustainable energy,” *IEEE Power Eng. Soc. Summer Meet.*, vol. 1, pp. 134–139, 2002.
- [21] M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, and Z. Salameh, “A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: Configurations, control, and applications,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, 2011.
- [22] G. Notton, V. Lazarov, Z. Zarkov, and L. Stoyanov, “Optimization of Hybrid Systems with Renewable Energy Sources : Trends for Research,” *2006 First Int. Symp. Environ. Identities Mediterr. Area*, 2006.
- [23] A. Gupta, R. P. Saini, and M. P. Sharma, “Modelling of hybrid energy system-Part II: Combined dispatch strategies and solution algorithm,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 466–473, 2011.
- [24] E. Dursun and O. Kilic, “Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 81–89, 2012.
- [25] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems,” *Renew. Energy*, vol. 33, pp. 2559–2572, 2008.
- [26] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen, “Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 10, pp. 2407–2420, 2011.
- [27] A. Maleki and F. Pourfayaz, “Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 471–483, 2015.

- [28] M. Mohammadi, S. H. Hosseinian, and G. B. Gharehpetian, "Optimization of hybrid solar energy sources/wind turbine systems integrated to utility grids as microgrid (MG) under pool/bilateral/hybrid electricity market using PSO," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 112–125, 2012.
- [29] B. O. Agajelu, O. G. Ekwueme, N. S. P. Obuka, and C. Author, "Life Cycle Cost Analysis of a Diesel / Photovoltaic Hybrid Power Generating System," *Ind. Eng. Lett.*, vol. 3, no. 1, pp. 19–31, 2013.
- [30] NREL, "HOMER ENERGY," 2014. [Online]. Available: <http://www.homerenergy.com/software.html>. [Accessed: 01-Jul-2014].
- [31] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan, U. Abdulwahid, and K. Wu, "Hybrid2 - a hybrid system simulation model: theory manual," 2006, no. XI, p. 267.
- [32] R. Dufo-López, "iHOGA Manual del Usuario," 2014, p. 304.
- [33] S. M. Shaahid and M. a. Elhadidy, "Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for commercial loads in desert environments," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, pp. 1794–1810, 2007.
- [34] S. M. Shaahid and I. El-Amin, "Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia-A way forward for sustainable development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 3, pp. 625–633, 2009.
- [35] S. Rehman and L. M. Al-Hadhrani, "Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia," *Energy*, vol. 35, pp. 4986–4995, 2010.
- [36] O. Erdinc and M. Uzunoglu, "Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 3, pp. 1412–1425, 2012.
- [37] H. Yang, Z. Wei, and L. Chengzhi, "Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system," *Appl. Energy*, vol. 86, no. 2, pp. 163–169, 2009.
- [38] T. Senjyu, D. Hayashi, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi, "Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 11, pp. 1917–1933, 2007.
- [39] Y. a Katsigiannis, P. S. Georgilakis, and E. S. Karapidakis, "Genetic Algorithm Solution to Optimal Sizing Problem of Small Autonomous Hybrid Power Systems," *Artif. Intell. Theor. Model. Appl. Proc.*, vol. 6040, pp. 327–332, 2010.
- [40] A. M. H. Hameed, M. T. Elhagri, A. a. Shaltout, and M. M. A. Aziz, "Optimum sizing of hybrid WT/PV systems via open-space particle swarm optimization," *2012 2nd Iran. Conf. Renew. Energy Distrib. Gener. ICREDG 2012*, pp. 55–60, 2012.
- [41] J. S. Jadhao and D. G. Thombare, "Review on Exhaust Gas Heat Recovery for I . C . Engine," *Int. J. Eng. Innov. Technol.*, vol. 2, no. 12, pp. 93–100, 2013.

- [42] S. Quoilin, S. Declaye, B. F. Tchanche, and V. Lemort, "Thermo-economic optimization of waste heat recovery Organic Rankine Cycles," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 31, no. 14–15, pp. 2885–2893, 2011.
- [43] E. H. Wang, H. G. Zhang, B. Y. Fan, M. G. Ouyang, Y. Zhao, and Q. H. Mu, "Study of working fluid selection of organic Rankine cycle (ORC) for engine waste heat recovery," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3406–3418, 2011.
- [44] a. Schuster, S. Karellas, E. Kakaras, and H. Spliethoff, "Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle applications," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 29, no. 8–9, pp. 1809–1817, 2009.
- [45] H. Chen, D. Y. Goswami, and E. K. Stefanakos, "A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3059–3067, 2010.
- [46] V. Bundela, P.S.; Chawla, "Sustainable Development through Waste Heat Recovery," *Am. J. Environ. Sci.*, vol. 6, no. 1, pp. 83–89, 2010.
- [47] S. Quoilin, M. Van Den Broek, S. Declaye, P. Dewallef, and V. Lemort, "Techno-economic survey of organic rankine cycle (ORC) systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 168–186, 2013.
- [48] B. F. Tchanche, G. Lambrinos, a. Frangoudakis, and G. Papadakis, "Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles - A review of various applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 3963–3979, 2011.
- [49] B. Saadatfar, R. Fakhrai, and T. Fransson, "Waste heat recovery Organic Rankine cycles in sustainable energy conversion : A state-of-the-art review," *J. Macro Trends Energy Sustain.*, vol. 1, no. 1, pp. 161–188, 2013.
- [50] S. Quoilin and V. Lemort, "Technological and Economical Survey of Organic Rankine Cycle Systems," *5th Eur. Conf. Econ. Manag. Energy Ind.*, vol. 278, no. 36, p. 12, 2009.
- [51] W. M. S. R. Weerasinghe, R. K. Stobart, and S. M. Hounsham, "Thermal efficiency improvement in high output diesel engines a comparison of a Rankine cycle with turbo-compounding," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, no. 14–15, pp. 2253–2256, 2010.
- [52] G. Wenzhi, Z. Junmeng, L. Guanghai, B. Qiang, and F. Liming, "Performance evaluation and experiment system for waste heat recovery of diesel engine," *Energy*, vol. 55, pp. 226–235, 2013.
- [53] K. K. Srinivasan, P. J. Mago, and S. R. Krishnan, "Analysis of exhaust waste heat recovery from a dual fuel low temperature combustion engine using an Organic Rankine Cycle," *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2387–2399, 2010.
- [54] I. Vaja and A. Gambarotta, "Internal Combustion Engine (ICE) bottoming with Organic Rankine Cycles (ORCs)," *Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 1084–1093, 2010.
- [55] G. Yu, G. Shu, H. Tian, H. Wei, and L. Liu, "Simulation and thermodynamic analysis of a bottoming Organic Rankine Cycle (ORC) of diesel engine (DE)," *Energy*, vol. 51, pp. 281–290, 2013.

- [56] H. Tian, G. Shu, H. Wei, X. Liang, and L. Liu, “Fluids and parameters optimization for the organic Rankine cycles (ORCs) used in exhaust heat recovery of Internal Combustion Engine (ICE),” *Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 125–136, 2012.
- [57] G. Shu, X. Li, H. Tian, X. Liang, H. Wei, and X. Wang, “Alkanes as working fluids for high-temperature exhaust heat recovery of diesel engine using organic Rankine cycle,” *Appl. Energy*, vol. 119, pp. 204–217, 2014.
- [58] D. Jung, S. Park, and K. Min, “Selection of appropriate working fluids for Rankine cycles used for recovery of heat from exhaust gases of ICE in heavy-duty series hybrid electric vehicles,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 81, pp. 338–345, 2015.
- [59] A. Ganjehkaviri and M. Jaafar, “Energy Analysis and Multi-Objective Optimization of an Internal Combustion Engine-Based CHP System for Heat Recovery,” *Entropy*, vol. 16, no. 11, pp. 5633–5653, 2014.
- [60] M. Tahani, S. Javan, and M. Biglari, “A comprehensive study on waste heat recovery from internal combustion engines using organic rankine cycle,” *Therm. Sci.*, vol. 17, no. 2, pp. 611–624, 2013.
- [61] M. M. Roy, M. Uzzal, H. Joardder, and S. Uddin, “The 7 th Jordanian International Mechanical Engineering Conference (JIMEC ’ 7) Effect of Engine Backpressure on the Performance and Emissions of a CI Engine The 7 th Jordanian International Mechanical Engineering Conference (JIMEC ’ 7) 27 - 29 Septemb,” no. September, pp. 27–29, 2010.
- [62] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2003.
- [63] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes-Second Edition*, Second edi. New York: Jhon Wiley & Sons, INC., 1980.
- [64] R. Dufo-López, “Dimensionado y Control Óptimos de Sistemas Híbridos Aplicando Algoritmos Evolutivos,” Tesis Doctoral; Departemaento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza, 2007.
- [65] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation,” *Sol. Energy*, vol. 28, no. 4, pp. 293–302, 1982.
- [66] a Goetzberger and V. U. Hoffmann, *Photovoltaic Solar Energy Generation*. 2005.
- [67] E. Roman, R. Alonso, P. Ibanez, S. Elorduizapatarietxe, and D. Goitia, “Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1066–1073, 2006.
- [68] G. N. Tiwari and D. Swapnil, *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2009.
- [69] P. Galimberti, “Diseño De Laboratorio De Ensayos Fotovoltaicos.,” Tesis de Maestría, Universidad Internacional de Andalucía, Huelva- España, 2009.
- [70] N. A. Rahim, H. W. Ping, and J. Selvaraj, “Photovoltaic Module Modeling using

- Simulink/Matlab,” *Procedia Environ. Sci.*, vol. 17, pp. 537–546, 2013.
- [71] Q. Kou, S. a. Klein, and W. a. Beckman, “A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems,” *Sol. Energy*, vol. 64, no. 98, pp. 33–40, 1998.
- [72] K. and S. Ramaprabha, R; Mathur, Badrial; Santhosh, “Modeling and Simulation of SPVA Characterization under all Conditions,” *Int. J. Emerg. Trends Eng. Technol.*, vol. I, no. 1, pp. 31–42, 2011.
- [73] J. Park, H. Kim, Y. Cho, and C. Shin, “Simple Modeling and Simulation of Photovoltaic Panels Using Matlab / Simulink Modeling of Photovoltaic Module,” *Adv. Sci. Technol. Lett.*, vol. 73, no. Fgcn, pp. 147–155, 2014.
- [74] A. N. Celik and N. Acikgoz, “Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models,” *Appl. Energy*, vol. 84, pp. 1–15, 2007.
- [75] D. Abbes, A. Martinez, and G. Champenois, “Life cycle cost, embodied energy and loss of power supply probability for the optimal design of hybrid power systems,” *Math. Comput. Simul.*, vol. 98, pp. 46–62, 2014.
- [76] T. Hove, “A techno-economic model for optimising component sizing and energy dispatch strategy for PV-diesel-battery hybrid power systems,” *J. Energy South. Africa*, vol. 23, no. 4, pp. 18–28, 2012.
- [77] A. Rouhani, H. Kord, and M. Mehrabi, “A comprehensive method for optimum sizing of hybrid energy systems using intelligence evolutionary algorithms,” *Indian J. Sci. Technol.*, vol. 6, no. 6, pp. 4702–4712, 2013.
- [78] INMET, “Instituto Nacional de Meteorologia,” *Internet*, 2015. [Online]. Available: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home2/index>. [Accessed: 10-May-2016].
- [79] M. M. Mahmoud, “On the storage batteries used in solar electric power systems and development of an algorithm for determining their ampere-hour capacity,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, pp. 85–89, 2004.
- [80] F. H. García, “Análise experimental e simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos,” Tese de Doutorado; Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre - Brasil, 2004.
- [81] D. Linde and T. B. Reddy, *Handbook of Batteries*, Third Edit. United States: McGraw-Hill, 2002.
- [82] J. B. Copetti, E. Lorenzo, and F. Chenlo, “A general battery model for PV system simulation,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 1, no. 4, pp. 283–292, Oct. 1993.
- [83] N. Achaibou, M. Haddadi, and A. Malek, “Modeling of Lead Acid Batteries in PV Systems,” *Energy Procedia*, vol. 18, pp. 538–544, 2012.
- [84] O. Gergaud, G. Robin, B. Multon, H. B. E. N. Ahmed, S. B. Branch, E. N. S. De Cachan, K. Lann, and B. France, “Energy modeling of a lead-acid battery within hybrid wind/photovoltaic systems,” *Proc. EPE*, pp. 1–10, 2003.

- [85] J. Lagunas, P. Caratozzolo, C. Ortega, and G. Raúl, “Model Desing of Wind/PV/Fossil-Fuel Hybrid Systems,” *1st Int. Conf. Electr. Electron. Eng. IEEE*, pp. 403–408, 2004.
- [86] M. Z. Daud, A. Mohamed, and M. A. Hannan, “A review of the integration of Energy Storage Systems (ESS) for utility grid support,” *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 10, pp. 185–191, 2012.
- [87] D. Guasch and S. Silvestre, “Dynamic battery model for photovoltaic applications,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 11, no. 3, pp. 193–206, May 2003.
- [88] H. Wenzl, I. Baring-Gould, R. Kaiser, B. Y. Liaw, P. Lundsager, J. Manwell, A. Ruddell, and V. Svoboda, “Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery,” *J. Power Sources*, vol. 144, no. 2, pp. 373–384, 2005.
- [89] H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager, J. F. Manwell, U. Abdulwahid, and I. Baring-gould, *Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries*, vol. 1515, no. April. Denmark: Risø National Laboratory, 2005.
- [90] T. Lambert, P. Gilman, and P. Lilienthal, “Micropower System Modeling with Homer,” *Integr. Altern. Sources Energy*, pp. 379–418, 2006.
- [91] P. Nema, R. K. Nema, and S. Rangnekar, “A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, pp. 2096–2103, 2009.
- [92] R. Maya, B. Flores, P. Ibarra, and M. Flores, “Modelado energético de motores de combustion interna para aplicaciones de cogeneración,” in *Memorias del XVI Congreso Internacional Anual de la SOMIM*, 2010.
- [93] R. A. Parsons, *The 2000 ASHRAE Systems and Equipment Handbook*. 2001.
- [94] B. J. McBride, M. J. Zehe, and S. Gordon, “NASA Glenn Coefficients for Calculating Thermodynamic Properties of Individual Species,” Cleveland, Ohio, 2002.
- [95] R. E. Sonntag, C. Borgnakke, and G. J. Van Wylen, “Fundamentals of thermodynamics,” *Order A J. Theory Ordered Sets Its Appl.*, pp. 1–14, 2009.
- [96] J. B. Heywood, *Internal Combustion Engine Fundamentals*, II. New York: McGraw-Hill, 1988.
- [97] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort, “Pure andPseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-SourceThermophysical Property Library CoolProp.,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 53, no. 6, pp. 2498–2508, 2014.
- [98] R. Capata and C. Toro, “Small-Scale ORC Energy Recovery System for Wasted Heat : Thermodynamic Feasibility Analysis and Preliminary Expander Design,” in *Conference Proceedings Paper - Energies*, 2014, pp. 1–21.
- [99] P. Bajpai and V. Dash, “Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 2926–2939, Jun. 2012.
- [100] F. A. Bhuiyan, “Optimal Sizing and Power Management Strategies of Islanded

- Microgrids for Remote Electrification Systems,” Thesis, The University of Western Ontario, 2014.
- [101] J. García, “Metaheurísticas e ingeniería del software,” Tesis Doctoral; UNIVERSIDAD DE MÁLAGA, 2007.
- [102] S. Avril, G. Arnaud, A. Florentin, and M. Vinard, “Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems,” *Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 5300–5308, 2010.
- [103] A. Kornelakis, “Multiobjective Particle Swarm Optimization for the optimal design of photovoltaic grid-connected systems,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 12, pp. 2022–2033, 2010.
- [104] R. Effatnejad, S. Bagheri, M. Farsijani, and R. Talebi, “Economic Dispatch With Particle Swarm Optimization and Optimal Power Flow,” *Tech. Phys. Probl. Eng.*, vol. 5, no. 14, pp. 9–16, 2013.
- [105] K. Lee and J. Park, “Application of Particle Swarm Optimization to Economic Dispatch Problem: Advantages and Disadvantages,” *2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 188–192, 2006.
- [106] S. Das, A. Abraham, and A. Konar, “Particle swarm optimization and differential evolution algorithms: Technical analysis, applications and hybridization perspectives,” *Stud. Comput. Intell.*, vol. 116, no. 2008, pp. 1–38, 2008.
- [107] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J. C. Hernandez, and R. G. Harley, “Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in Power Systems,” *Evol. Comput. IEEE Trans.*, vol. 12, no. 2, pp. 171–195, 2008.
- [108] B. O. Agajelu, O. G. Ekwueme, N. S. P. Obuka, and C. Author, “Life Cycle Cost Analysis of a Diesel / Photovoltaic Hybrid Power Generating System,” *Ind. Eng. Lett.*, vol. 3, no. 1, pp. 19–31, 2013.
- [109] K. Bataineh and D. Dalalah, “Optimal Configuration for Design of Stand-Alone PV System,” *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 139–147, 2012.
- [110] ABINEE, “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira,” p. 176, 2012.
- [111] H. Erwes, C. Forli, and R. Devienne, “Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro- Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil,” 2012.
- [112] “Sítio de Apoio ao Importador.” [Online]. Available: <http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/>.
- [113] IRENA, “Solar Photovoltaics,” *Renew. energy Technol. cost Anal. Ser.*, vol. 1, no. 4/5, pp. 1–45, 2012.
- [114] “PHOTON Price Index: modules prices register slight upward trend | photon.info.” [Online]. Available: <http://www.photon.info/en/news/photon-price-index-modules-prices-register-slight-upward-trend>. [Accessed: 15-May-2016].
- [115] J. Hernández-Moro and J. M. Martínez-Duart, “Analytical model for solar PV and CSP

- electricity costs: Present LCOE values and their future evolution,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 119–132, 2013.
- [116] Light, “CONTRIBUIÇÃO À AUDIÊNCIA PÚBLICA N O 012/2015.” [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/012/contribuicao/light_ap_012-2015.pdf. [Accessed: 26-Jun-2016].
- [117] S. Lemmens, “Cost Engineering Techniques and Their Applicability for Cost Estimation of Organic Rankine Cycle Systems,” *Energies*, vol. 9, no. 7, p. 485, 2016.
- [118] R. Chacartegui, J. M. De Escalona, J. A. Becerra, and A. Fernández, “Potential of ORC Systems to Retrofit CHP Plants in Wastewater Treatment Stations,” vol. 1, no. 4, pp. 352–374, 2013.
- [119] a Rettig, M. Lagler, T. Lamare, S. Li, V. Mahadea, S. Mccallion, and J. Chernushevich, “Application of Organic Rankine Cycles (ORC),” *World Eng. Conv. Sept 4-9, 2011, Geneva, Switz.*, pp. 1–10, 2011.
- [120] M. T. Johansson and M. Söderström, “Electricity generation from low-temperature industrial excess heat-an opportunity for the steel industry,” *Energy Effic.*, vol. 7, no. 2, pp. 203–215, 2014.
- [121] “Google Maps.” [Online]. Available: <https://www.google.com.br/maps/dir//Cujubim++RO/@-10.9718835,-64.0381635,6.75z/data=!4m8!4m7!1m0!1m5!1m1!1s0x93cb52ac45629f1d:0x70c9c744a49104ab!2m2!1d-62.5443612!2d-9.2052569>. [Accessed: 15-Aug-2016].
- [122] J. Kurtz, G. Saur, S. Sprik, C. Ainscough, J. Kurtz, G. Saur, S. Sprik, and C. Ainscough, “Backup Power Cost of Ownership Analysis and Incumbent Technology Comparison,” *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, no. September, 2014.
- [123] “Bateria Estacionaria - Bateria Solar - Energia Fotovoltaica | Neosolar.” [Online]. Available: <http://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria.html>. [Accessed: 12-May-2016].
- [124] Agência Nacional do Petróleo Gas Natural e Biocombustíveis - ANP, “CSA, Sistema de levantamento de preços.” [Online]. Available: http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Por_Estado_Municipio.asp. [Accessed: 13-Jul-2016].
- [125] Eletrobras, “Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2016,” pp. 1–84, 2016.
- [126] ANEEL, “LEILÃO ANEEL 010/2015 - Lote Único - CERON.” [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resultado_10-2015_CERON.pdf. [Accessed: 15-Sep-2016].
- [127] ANEEL, “Anexo da Resolução Normativa nº 427 ANEEL.” [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011427_2.pdf.

ANEXO A.

Curvas de carga do dia representativo de cada mês do ano.

Carga (kW)												
Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	3265	2866	2827	2814	2814	3049	2737	2737	3390	3500	3556	3120
2	3040	2853	2738	2771	2771	2764	2703	2703	3387	3505	3448	3131
3	2920	2734	2638	2711	2711	2533	2606	2606	3385	3480	3411	3122
4	2910	2637	2610	2654	2654	2671	2484	2484	3333	3358	3244	2087
5	2895	2681	2580	2514	2514	2548	2570	2570	3256	3520	3267	3020
6	2990	3473	3317	3065	3065	2908	2663	2663	3384	3620	3531	3617
7	3880	5327	4258	4208	4208	4470	4174	4174	5019	5620	4885	5320
8	5270	5433	5718	4533	4533	4603	5161	5161	6474	6112	5987	5830
9	5786	5600	5638	5666	5666	6600	5709	5709	6490	6364	5862	6437
10	6039	6004	5780	5958	5958	4620	6105	6105	6832	6617	6339	6458
11	6021	6097	5080	5981	6532	2920	5747	5747	6611	6855	7150	6705
12	3114	3395	3096	3439	3439	2925	3788	3788	4471	4290	4083	3742
13	3788	3613	3835	3794	3794	3630	3788	3788	4469	5408	4583	4188
14	6182	6853	6378	6328	6216	3689	6989	7512	7344	7037	7550	6780
15	6298	6621	6164	6104	6104	4868	6792	6792	7422	7270	4431	6745
16	6030	6586	6163	6178	6178	4558	6380	6380	7161	7143	4430	6947
17	5450	5674	5760	5265	5265	4521	4823	4823	6667	7043	5312	6301
18	3500	4582	2980	3793	3793	2986	3694	3694	4521	4418	3705	3536
19	3490	3479	3560	3525	3525	3339	4063	4063	4324	4358	3915	3828
20	3690	3436	3565	3527	3527	3351	4005	4005	4261	4329	3897	4075
21	3620	3478	3550	3576	3576	3277	3961	3961	4425	4261	3994	4028
22	3680	3443	3475	3078	3078	3222	3901	3901	4210	4210	4146	4195
23	3600	3196	3445	3294	3294	3187	3434	3434	3979	3986	3864	4196
24	3480	3123	2970	3182	3182	2998	2838	2838	3713	3592	3607	3801