

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

BASES PARA UMA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO
DE APROVEITAMENTOS HÍBRIDOS BASEADOS EM
ENERGIAS HIDRELÉTRICA E FOTOVOLTAICA

por

ALEXANDRE BELUCO

Tese para obtenção do Título de
Doutor em Engenharia

Porto Alegre, abril de 2001.

BASES PARA UMA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO
DE APROVEITAMENTOS HÍBRIDOS BASEADOS EM
ENERGIAS HIDRELÉTRICA E FOTOVOLTAICA

por

ALEXANDRE BELUCO

Mestre em Engenharia

Tese submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Doutor em Engenharia

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger (PROMEC)

Co-orientador: Prof. Dr. Paulo Kroeff de Souza (PPGRHSA - IPH UFRGS)

Aprovada por:

Prof. Dr. Roberto Zilles	PGE (IEE USP)
Prof. Dr. Jorge Antônio Villar Ale	PPGEE (PUC RS)
Prof. Dr. Marcelo Giulian Marques	PPGRHSA (IPH UFRGS)
Prof. Dr. Horácio Antônio Vielmo	PROMEC

Prof. Dr. Alberto Tamagna

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 18 de abril de 2001.

Estamos tão empenhados em realizar determinados feitos, com o propósito de atingir objetivos [que à primeira vista transcendem as aparências], que nos esquecemos de que o valor genuíno, o prodígio de estar vivos, é o que de fato conta.

Joseph Campbell (1904-1987)

Simplesmente saber é pouco, é preferível saber aplicar, da mesma forma que simplesmente querer também é pouco, é preciso saber querer.

Johann Wolfgang von Goethe (1749-1832)

AGRADECIMENTOS

[Sempre se corre o risco de esquecer alguém, ou de se cometer injustiças, mas vamos lá...] A todos que (ajudando ou atrapalhando ou criticando ou incentivando ou desacreditando ou valorizando ou menosprezando ou mesmo ridicularizando) contribuíram para a elaboração deste trabalho. Em especial... aos orientadores, Arno e Paulo, e ao prof. Flávio (que sugeriu o tema “complementariedade”). Ao César e ao Alexandre, pelo apoio técnico, e aos bolsistas (o Frederico, o Luciano e o Cássio, e o Marcelo) que participaram na fase final dos trabalhos. Ao PROMEC, pela paciência, e ao IPH, pelo apoio (praticamente incondicional), pela acolhida “calorosa” e pelas inúmeras oportunidades. A algumas empresas: a Worthington, pela doação de uma bomba centrífuga para ser usada como turbina, a Irítécnica e a Compasso, pelos serviços prestados. Aos colegas e aos amigos no IPH. Aos irmãos da Confraria. À minha família e à Silvana, por motivos que transcendem o emprego de palavras. E (como eu já disse em oportunidade anterior) se algo realmente proveitoso puder ser extraído deste trabalho, ou de tudo que dele surgir, que reverta única e exclusivamente para a continuidade do gênero humano.

RESUMO

Esta tese tem como objetivo o estabelecimento de bases técnicas para o dimensionamento de aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos. Nesse sentido, investigam-se o funcionamento e a viabilidade técnica de uma configuração para esses aproveitamentos quanto aos efeitos de diferentes capacidades das baterias ou perfis de demanda, entre outros fatores. A tese traz à tona a questão da complementariedade entre fontes de energia, avaliando a influência de diferentes gradações de complementação entre as energias hídrica e solar e caracterizando essa complementariedade ao longo do Estado do Rio Grande do Sul. O sistema estudado é constituído por dois aproveitamentos, um hidrelétrico e outro fotovoltaico, operando em paralelo para atender a demanda. O desempenho foi investigado a partir da proposição de uma metodologia de análise, que consiste em um balanço energético baseado em disponibilidades energéticas idealizadas, resultando em um parâmetro para comparação de desempenho (um índice de falhas no atendimento). A idealização dos dados permite investigar a influência de determinado parâmetro, “filtrando” os efeitos de outros fatores (como condições climáticas). A avaliação dos efeitos da complementariedade foi efetuada pela proposição de índices matemáticos adimensionais. As simulações confirmaram tendências esperadas, como o aumento das falhas para baterias de menor capacidade e para menor complementariedade no tempo ou a redução das falhas para perfis com picos de demanda ao meio dia, entre outras, e mostraram como pequenas variações na capacidade das baterias, na potência hidrelétrica instalada ou na área dos módulos fotovoltaicos podem influenciar o desempenho do sistema. Uma avaliação da “aderência” dessas idealizações com a realidade foi obtida com simulações a partir de dados reais e com uma simulação experimental. Em ambos os casos houve forte semelhança qualitativa dos resultados, mostrando a influência de efeitos climáticos e de outros fatores sobre o comportamento dos componentes do sistema. Os ensaios experimentais foram realizados em duas bancadas, uma no Laboratório de Energia Solar, da Escola de Engenharia, e a outra no Laboratório de Ensino de Hidráulica, do Instituto de Pesquisas Hidráulicas, ambos nesta Universidade. Os resultados experimentais forneceram também subsídios para definir o controle do sistema, mostrando como deve ser o controle de carga das baterias e a inserção da corrente fornecida pelo gerador hidrelétrico. Enfim, foram estabelecidas diretrizes para o dimensionamento de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos com base na aplicação da metodologia proposta para análise, além de ter sido avaliada de forma expedita a aplicabilidade desse tipo de sistema de geração no Estado.

ABSTRACT

Bases of a sizing methodology for hybrid plants based on hydro and photovoltaic energy resources

This thesis purposes to establish the technical bases for component sizing of hydroelectric photovoltaic hybrid plants. In this sense, the operation and technical viability of a specific configuration of these plants were investigated with regard to the effects of different battery capacities or demand profiles, among others. The thesis deals with the question of complementarity between energy resources, evaluating the influence of different complementarity gradations between hydro and solar energies and describing this complementarity along the State of Rio Grande do Sul. The studied system consists of two plants, a hydroelectric and a photovoltaic, operating in parallel to supply the consumers. The performance was investigated from the proposition of an analysis methodology, based on an energetic balance with idealized resources availability, resulting into a comparison parameter (a supply failure index). The data idealization allows to investigate the influence of each parameter, filtering off another effects (as climatic conditions). The complementarity effects were evaluated from the proposition of adimensional mathematical indexes. Expected tendencies, like an increase of failures due to smaller battery capacities and smaller time complementarity, or a decrease due to demand profiles with peak of demand concentrated at noon, were confirmed by the computational simulations, as well as how small variations of battery dimension, of installed hydro power and of photovoltaic area affects the system performance were also demonstrated by these simulations. The simulation with real meteorological data and an experimental simulation provides an evaluation of the adherence of idealizations with reality. In both cases, there was a strong qualitative similarity between results, showing the influence of climatic conditions and other factors on the system performance. The experimental tests were performed at Laboratório de Energia Solar, Escola de Engenharia, and at Laboratório de Ensino de Hidráulica, Instituto de Pesquisas Hidráulicas, in this University. The laboratory experiments results in information to define the control of the system, showing how to control the charge of batteries and how to insert the hydro power into the dc bus. Finally, technical bases for sizing methodology of hydro photovoltaic plants were established, based on the analysis methodology proposed. The applicability of these kind of energy system was also evaluated.

ÍNDICE

1. Introdução.	1
1. 1. Delimitação e importância do tema.	1
1. 2. Objetivos.	7
1. 3. Escopo da tese.	8
2. O sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico em estudo.	10
2. 1. Sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos.	10
2. 2. O sistema em estudo.	17
2. 3. Aproveitamentos hidrelétricos.	25
2. 4. Aproveitamentos fotovoltaicos.	28
2. 5. A complementariedade entre as disponibilidades hídrica e solar.	31
2. 6. Uma estratégia de operação para o sistema híbrido.	42
3. O desempenho do sistema em estudo.	46
3. 1. O sistema <i>por unidade</i>	46
3. 2. Simulação computacional.	53
3. 3. Resultados obtidos com dados de entrada idealizados.	79
3. 4. Uma metodologia para dimensionamento.	120
3. 5. Resultados obtidos com dados de entrada reais.	123
3. 6. Conclusões preliminares.	130
4. O controle do sistema em estudo.	133
4. 1. Um sistema de controle para concretização da estratégia formulada.	133
4. 2. Estudo experimental: objetivos, bancadas e instrumentação.	137
4. 3. Subsídios para desenvolvimento do sistema de controle.	151
4. 4. Simulação experimental de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico.	162
4. 5. Conclusões preliminares.	170

5. Conclusões.	172
5. 1. Conclusões finais.	172
5. 2. Prosseguimento do trabalho.	176
Referências bibliográficas.	179
Apêndice A. Elaboração do índice de complementariedade entre as amplitudes.	187
Apêndice B. Dados utilizados.	192

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

A_{fb}	Valor de base para a área de coleção, [m ²].
a_f	Área de coleção adimensionalizada dos módulos fotovoltaicos, [1].
A_f	Área de coleção dos módulos fotovoltaicos, [m ²].
A_{res}	Área ocupada pelo reservatório, [m ²].
b	Rotação adimensionalizada do gerador hidrelétrico, [1].
c_c	Freqüência adimensionalizada da corrente de consumo, [1].
c_h	Freqüência adimensionalizada da corrente do gerador hidrelétrico, [1].
c_i	Freqüência adimensionalizada da corrente de saída do inversor, [1].
D_h	Dia do ano correspondente à máxima disponibilidade hídrica, [dia].
d_h	Dia do ano correspondente à mínima disponibilidade hídrica, [dia].
D_s	Dia do ano correspondente à máxima disponibilidade solar, [dia].
d_s	Dia do ano correspondente à mínima disponibilidade solar, [dia].
E_{bat}	Energia acumulada nas baterias, [Wh].
$E_{bat\ máx}$	Energia acumulada nas baterias no nível máximo para recarga, [Wh].
$E_{bat\ mín}$	Energia acumulada nas baterias na profundidade máxima para descarga, [Wh].
E_{batT}	Energia máxima acumulável nas baterias, [Wh].
E_c	Energia total consumida pelas cargas ao longo de um ano, [1].
E_{dc}	Energia total consumida pelas cargas ao longo de um dia, [1].
E_d	Energia total disponível ao longo de um ano, [1].
E_h	Energia hídrica disponível ao longo de um ano, [1].
E_{dh}	Energia hídrica disponível ao longo de um dia, [1].
$E_{dh\ máx}$	Energia hídrica disponível no dia de máxima disponibilidade, [1].
$E_{dh\ mín}$	Energia hídrica disponível no dia de mínima disponibilidade, [1].
E_s	Energia solar disponível ao longo de um ano, [1].
E_{ds}	Energia solar disponível ao longo de um dia, [1].
$E_{ds\ máx}$	Energia solar disponível no dia de máxima disponibilidade, [1].
$E_{ds\ mín}$	Energia solar disponível no dia de mínima disponibilidade, [1].
E_{res}	Energia acumulada no reservatório, [Wh].
E_{resT}	Energia máxima acumulada no reservatório, [Wh].

f_1	Função auxiliar utilizada na elaboração do índice de complementariedade entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade, [1].
f_2	Função auxiliar utilizada na elaboração do índice de complementariedade entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade, [1].
F_{cc}	Frequência da corrente de consumo das cargas, [Hz].
F_{hn}	Valor de base para a frequência, [Hz].
F_h	Frequência da corrente de saída do gerador hidrelétrico, [Hz].
F_i	Frequência da corrente de saída do inversor, [Hz].
h	Altura de queda adimensionalizada sobre o gerador hidrelétrico, [1].
H	Altura de queda sobre a turbina, [m].
H_n	Valor de base para a altura de queda, [m].
i_a	Índice de complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades energéticas, [1].
I_{bat}	Corrente das baterias, [A].
I_{batT}	Corrente que pode ser mantida por uma bateria, por 20 horas, sem que a tensão em seus terminais caia abaixo de 10V, [A].
i_C	Índice de complementariedade, [1].
I_{cc}	Corrente de consumo das cargas, [A].
i_e	Índice de complementariedade de energia, [1].
i_f	Índice de falhas, [1].
I_f	Corrente de saída do gerador fotovoltaico, [A].
I_{hn}	Valor de base para a corrente, [A].
I_h	Corrente de saída do gerador hidrelétrico, [A].
I_{ie}	Corrente de entrada do inversor, [A].
I_{is}	Corrente de saída do inversor, [A].
I_{re}	Corrente de entrada do retificador, [A].
I_{rs}	Corrente de saída do retificador, [A].
i_t	Índice de complementariedade no tempo, [1].
j_{bat}	Corrente adimensionalizada das baterias, [1].
j_{batT}	Corrente adimensionalizada que pode ser mantida por uma bateria, por 20 horas, sem que a tensão em seus terminais caia abaixo de 10V, [1].
j_c	Corrente adimensionalizada de consumo das cargas, [1].
j_h	Corrente adimensionalizada de saída do gerador hidrelétrico, [1].
j_f	Corrente adimensionalizada de saída do gerador fotovoltaico, [1].

j_{ie}	Corrente adimensionalizada de entrada do inversor, [1].
j_{is}	Corrente adimensionalizada de saída do inversor, [1].
j_{re}	Corrente adimensionalizada de entrada do retificador, [1].
j_{rs}	Corrente adimensionalizada de saída do retificador, [1].
m	Torque, adimensionalizado, no eixo da turbina, [1].
M	Torque no eixo da turbina, [N.m].
M_n	Valor de base para o torque, [N.m].
n	Rotação do gerador hidrelétrico (turbina e gerador), [rpm].
n_n	Valor de base para a rotação, [rpm].
p_{bat}	Potência elétrica adimensionalizada de carga ou de descarga das baterias, [1].
P_{bat}	Potência elétrica de carga ou de descarga das baterias, [W].
$P_{c\ máx}$	Valor de base para a potência, [W].
p_c	Potência elétrica adimensionalizada consumida pelas cargas, [1].
P_c	Potência elétrica consumida pelas cargas, [W].
P_F	Potência fotovoltaica disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, [1].
p_{fe}	Potência elétrica adimensionalizada fornecida pelo gerador fotovoltaico, [1].
P_{fe}	Potência elétrica fornecida pelo gerador fotovoltaico, [W].
p_{fs}	Potência solar adimensionalizada disponível ao gerador fotovoltaico, [1].
P_{fs}	Potência solar disponível ao gerador fotovoltaico, [W].
p_H	Potência hidrelétrica disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, [1].
p_{he}	Potência elétrica adimensionalizada fornecida pelo gerador hidrelétrico, [1].
P_{he}	Potência elétrica fornecida pelo gerador hidrelétrico, [W].
p_{heA}	Potência elétrica ativa adimensionalizada fornecida pelo gerador hidrelétrico, [1].
P_{heA}	Potência elétrica ativa fornecida pelo gerador hidrelétrico, [W].
p_{heR}	Potência elétrica reativa adimensionalizada fornecida pelo gerador hidrelétrico, [1].
P_{heR}	Potência elétrica reativa fornecida pelo gerador hidrelétrico, [W].
p_{hh}	Potência hidráulica adimensionalizada disponível à turbina, [1].
P_{hh}	Potência hidráulica disponível na entrada do turbina, [W].
p_{hm}	Potência mecânica adimensionalizada no eixo da turbina, [1].
P_{hm}	Potência mecânica no eixo da turbina, [W].
p_{Hr}	Potência hidrelétrica disponível ao gerador, [1].
p_{ie}	Potência elétrica adimensionalizada na entrada do inversor, [1].
P_{ie}	Potência elétrica na entrada do inversor, [W].
p_{is}	Potência elétrica adimensionalizada na saída do inversor, [1].

P_{is}	Potência elétrica na saída do inversor, [W].
p_{re}	Potência elétrica adimensionalizada na entrada do retificador, [1].
P_{re}	Potência elétrica na entrada do retificador, [W].
p_{rs}	Potência elétrica adimensionalizada na saída do retificador, [1].
P_{rs}	Potência elétrica na saída do retificador, [W].
p_S	Potência fotovoltaica disponibilizada pelo gerador, [1].
p_s	Potência solar incidente adimensionalizada por unidade de área, [1].
P_s	Potência solar incidente por unidade de área, [W/m ²].
p_{St}	Potência fotovoltaica disponível ao gerador, [1].
q	Vazão adimensionalizada sobre a turbina, [1].
Q	Vazão sobre a turbina, [m ³ /s].
Q_n	Valor de base para a vazão, [m ³ /s].
SOC	Estado de carga do banco de baterias, [1].
SOC_r	Estado de carga mínimo para descarga do banco de baterias, [1].
$SOC_{máx}$	Estado de carga máximo do banco de baterias, [1].
t	Tempo, [ano].
T	Tempo, [ano].
t_d	Tempo, [dia].
TFA	Tempo total de falhas no atendimento, [ano].
t_h	Tempo, [h].
u_{bat}	Tensão adimensionalizada nos terminais do banco de baterias, [1].
$u_{bat\ n}$	Tensão nominal adimensionalizada nos terminais de uma bateria, [1].
u_c	Tensão adimensionalizada sobre a carga consumidora, [1].
u_f	Tensão adimensionalizada nos terminais do gerador fotovoltaico, [1].
u_h	Tensão adimensionalizada nos terminais do gerador hidrelétrico, [1].
u_{ie}	Tensão adimensionalizada nos terminais de entrada do inversor, [1].
u_{is}	Tensão adimensionalizada nos terminais de saída do inversor, [1].
u_{re}	Tensão adimensionalizada na entrada do retificador, [1].
u_{rs}	Tensão adimensionalizada na saída do retificador, [1].
$V_{bat\ i}$	Tensão correspondente a uma carga intermediário das baterias, [V].
$V_{bat\ máx}$	Tensão correspondente ao estado de carga máximo das baterias, [V].
$V_{bat\ mín}$	Tensão correspondente ao estado de carga mínimo das baterias, [V].
V_{bat}	Tensão nos terminais do banco de baterias, [V].
$V_{bat\ n}$	Tensão nominal das baterias, usualmente igual a 12V, [V].

V_c	Tensão sobre a carga consumidora, [V].
V_f	Tensão nos terminais do gerador fotovoltaico, [V].
V_{hn}	Valor de base para a tensão, [V].
V_h	Tensão nos terminais do gerador hidrelétrico, [V].
V_{ie}	Tensão nos terminais de entrada do inversor, [V].
V_{is}	Tensão nos terminais de saída do inversor, [V].
V_{re}	Tensão nos terminais de entrada do retificador, [V].
V_{rs}	Tensão nos terminais de saída do retificador, [V].
V_{res}	Volume do reservatório, [m ³].
V_{resT}	Volume máximo do reservatório, [m ³].
y_1	Função auxiliar utilizada na elaboração do índice de complementariedade entre as amplitudes de disponibilidade, [1].
y_2	Função auxiliar utilizada na elaboração do índice de complementariedade entre as amplitudes de disponibilidade, [1].
e_{bat}	Energia acumulada adimensionalizada nas baterias, [1].
$e_{bat\ máx}$	Energia acumulada adimensionalizada nas baterias no nível máximo para recarga, [1].
$e_{bat\ mín}$	Energia acumulada adimensionalizada nas baterias na profundidade máxima para descarga, [1].
e_{batT}	Energia máxima acumulável adimensionalizada nas baterias, [1].
e_{res}	Energia acumulada adimensionalizada no reservatório, [1].
e_{resT}	Energia máxima acumulada adimensionalizada no reservatório, [1].
f	Fator de potência, [1].
g	Peso específico da água, [N/m ³].
h_h	Rendimento do aproveitamento hidrelétrico, [1].
h_{bat}	Rendimento do banco de baterias, [1].
d_C	Varição admissível da tensão em torno de seu valor nominal para as cargas consumidoras, [1].
p_{dd}	Proporção entre as energias totais anuais disponível e demandada, [1].
d_f	Diferença associada à variação anual da disponibilidade solar, [1].
h_f	Rendimento dos módulos fotovoltaicos, [1].
h_g	Rendimento do gerador elétrico, [1].
d_h	Diferença associada à variação anual da disponibilidade hídrica, [1].

h_i	Rendimento do inversor, [1].
p_{Mm}	Proporção entre as disponibilidades hídricas máxima e mínima, [1].
h_r	Rendimento do retificador, [1].
p_{sh}	Proporção entre as energias totais anuais hidrelétrica e solar, [1].
h_t	Rendimento da turbina hidráulica, [1].
d_V	Varição admissível da tensão em torno de seu valor nominal, [1].
v_{res}	Volume, adimensionalizado, do reservatório, [1].
v_{resT}	Volume, adimensionalizado, máximo do reservatório, [1].
pCH	Picocentral hidrelétrica.
μ CH	Microcentral hidrelétrica.

ÍNDICE DE FIGURAS

2. 1. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com um barramento de *cc*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc*. 11
2. 2. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *cc*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc* e em *ca*. 12
2. 3. (a) Evolução do custo dos painéis solares fotovoltaicos no mercado internacional, com uma projeção para o ano de 2002 que assume o cenário atual de aumento da produção de painéis e redução nos custos por painel. (b) Evolução dos custos de painéis solares fotovoltaicos, por potência instalada, para um sistema completo interligado à rede elétrica pública e interligado a residências ou prédios urbanos. (c) Evolução dos custos de painéis solares fotovoltaicos, por energia fornecida, para um sistema completo interligado à rede elétrica pública e interligado a residências ou prédios urbanos. 13
2. 4. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *ca*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc* e em *ca*. 15
2. 5. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *cc*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *ca*, e contendo um sistema fotovoltaico de bombeamento (SFB) como carga, elevando água turbinada novamente para o reservatório de acumulação. 16
2. 6. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *ca*, com conversão eletromecânica de potência (*Mcc*: motor de corrente contínua, *Gca*: gerador de corrente alternada), com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc* e em *ca*. 17

2. 7.	Representações esquemáticas do sistema em estudo, com indicação de algumas das principais grandezas físicas relacionadas a cada componente. Convenções: <i>ger hid</i> : gerador hidrelétrico, <i>ger fot</i> : gerador fotovoltaico, <i>ret</i> : retificador, <i>inv</i> : inversor, C_f , C_h , C_c : chaves para conexão ou desconexão dos geradores e das cargas, em função do estado de carga das baterias.	19
2. 8.	Funções matemáticas que caracterizam as disponibilidades energéticas de duas fontes perfeitamente complementares ao longo de um ano.	32
2. 9.	Comportamento do índice i_a , em função de d_h , para d_s igual a 2.	35
2. 10.	Dados de precipitação média mensal e radiação solar incidente média mensal, para a estação climatológica da FEPAGRO, em Taquari, RS. Curvas ajustadas (sobrepostas aos dados apresentados) pelo método dos mínimos quadrados.	36
2. 11.	Complementariedade no tempo entre as disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.	39
2. 12.	Complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.	39
2. 13.	Complementariedade total entre as disponibilidades hídrica e solar, avaliada pelo índice de complementariedade, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.	40
3. 1.	Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico simulado. ..	54
3. 2.	Diagrama esquemático para a estrutura do programa de simulação.	54
3. 3.	Exemplo de dados de entrada idealizados (usados inicialmente) para o programa de simulação. (a) Perfil de demanda constante das cargas consumidoras. (b) Potência hidráulica disponível ao gerador hidrelétrico. (c) Potência solar máxima diária, por unidade de área, disponível ao gerador fotovoltaico. (d) Detalhe (do 88° ao 91° dias) da modulação utilizada para simular a potência instantânea, por unidade de área, disponível ao gerador fotovoltaico.	55
3. 4.	(a) Potência hidráulica disponível ao gerador hidrelétrico (em linha tracejada) e potência hidrelétrica disponibilizada pelo gerador hidrelétrico (em linha cheia). (b) Potência solar máxima diária, por unidade de área, disponível ao gerador fotovoltaico (em linha cheia) e potência fotovoltaica máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico (em linha tracejada). (c) Potência fotovoltaica máxima diária (em linha tracejada) e	

potência fotovoltaica instantânea (em linha cheia), para o período do 88° ao 91° dias.	59
3. 5. Fluxograma do programa de simulação de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos com dados de entrada idealizados.	60
3. 6. Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela entrada de informações sobre a operação do programa, a preparação do arquivo de saída, as disponibilidades energéticas e os componentes do sistema (geradores e acumuladores).	61
3. 7. Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela definição de valores iniciais para as variáveis utilizadas na simulação.	62
3. 8. (a) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação do estado de carga do banco de baterias.	63
3. 8. (b) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação do estado de carga do reservatório.	65
3. 9. (a) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas.	67
3. 9. (b) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas, para o caso em que o gerador hidrelétrico e as cargas consumidoras encontram-se conectados e existe reservatório.	69
3. 9. (c) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas, para o caso em que o gerador hidrelétrico e as cargas consumidoras encontram-se conectados e não existe reservatório.	70
3. 9. (d) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas, para o caso em que as cargas consumidoras encontram-se conectadas.	71
3. 10. Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pelo registro dos valores de algumas variáveis em arquivos de saída.	72
3. 11. Resultado da simulação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com $p_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $p_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$p_{Mm}=1,00$, $d_f=1,1496$, $d_h=d_f$], $i_C=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima e	

- com perfil de demanda constante. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 73
3. 12. Detalhamento dos resultados da FIGURA 3. 11 em dois intervalos de tempo: (a) do 100° ao 105° e (b) do 270° ao 275° dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 75
3. 13. Comparação do índice de falhas para resultados obtidos com diferentes intervalos de tempo dt entre as rodadas de simulação, para o sistema da FIGURA 3. 11 (que foi simulado com $dt=5\text{min}$, ou seja, com 12 rodadas por hora de tempo simulado) com baterias para 1 dia. 78
3. 14. Efeitos de diferentes proporções entre energia disponível para consumo e energia demandada pelas cargas (p_{dd}) sobre o desempenho de um sistema com $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $p_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$p_{Mm}=1,00$, $d_f=1,1496$, $d_h=d_f$], $i_C=1,00$, $p_{he \text{ máx}}=p_{c \text{ máx}}$, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, sem reservatório de acumulação e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $p_{dd}=0,980$, $a_f=24,12$, (b) $p_{dd}=0,995$, $a_f=24,49$, (c) $p_{dd}=1,000$, $a_f=24,61$, (d) $p_{dd}=1,005$, $a_f=24,74$ e (e) $p_{dd}=1,020$, $a_f=25,11$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 80
3. 15. Efeitos de bancos de baterias de diferentes dimensões sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $p_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $p_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$p_{Mm}=1,00$, $d_f=1,1496$, $d_h=d_f$], $i_C=1,00$, com $p_{he \text{ máx}}=p_{c \text{ máx}}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório de acumulação e com perfil de demanda constante. Bancos de baterias com capacidade para (a) 1 dia, (b) 2 dias, (c) 3 dias, (d) 5 dias e (e) 10 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 83
3. 16. (a) Detalhe do período em que há falhas no atendimento, no sistema da FIGURA 3. 15 (a), no período do 97° ao 104° dias. (b) Detalhe do período em que há desconexão do

- gerador hidrelétrico no sistema da FIGURA 3. 15 (a), no período do 193° ao 197° dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 84
3. 17. Comportamento do índice de falhas em função da capacidade do banco de baterias, para resultados da FIGURA 3. 15 e de BELUCO et alii (2001b). 85
3. 18. Efeitos de diferentes profundidades de descarga do banco de baterias sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_r=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=1,00$, $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com recarga até 100% da carga máxima e com perfil de demanda constante. Descarga das baterias até (a) 90%, (b) 80%, (c) 70%, (d) 60% e (e) 50% da capacidade máxima. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 86
3. 19. Comportamento do índice de falhas em função da diferença entre os níveis para descarga e recarga do banco de baterias, para resultados da FIGURA 3. 18, da FIGURA 3. 15 (b) e de BELUCO et alii (2001b). 87
3. 20. Detalhe do período em que há falhas no atendimento das cargas, no sistema da FIGURA 3. 18 (a), no período do 180° ao 185° dias. Ao meio dia do 182° dia ocorre o valor máximo de disponibilidade solar. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 88
3. 21. Efeitos de diferentes defasagens entre as disponibilidades mínimas sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Defasagens de: (a) 180 dias [$i_r=1,00$], (b) 150 dias [$i_r=0,83$], (c) 120 dias [$i_r=0,67$], (d) 90 dias [$i_r=0,50$] e (e) sem defasagem entre os mínimos de disponibilidade [$i_r=0,00$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 90

3. 22. (a) Detalhe do período em que há falhas no atendimento das cargas, no sistema da FIGURA 3. 21 (e), no período do 90° ao 95° dias. (b) Detalhe do período em que há desconexão do gerador hidrelétrico no sistema da FIGURA 3. 21 (e), no período do 270° ao 275° dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 91
3. 23. Efeitos de diferentes combinações das proporções π_{dd} e π_{sh} sobre o desempenho de um sistema com $i_t=1,00$, $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Combinações: (a) $\pi_{dd}=1,0025$, $i_e=0,9975$ [$c_e=0,9975$, $\pi_{sh}=0,9950$], $i_C=1,00$, (b) $\pi_{dd}=1,0050$, $i_e=0,9950$ [$c_e=0,9950$, $\pi_{sh}=0,9901$], $i_C=1,00$, (c) $\pi_{dd}=1,0075$, $i_e=0,9926$ [$c_e=0,9926$, $\pi_{sh}=0,9852$], $i_C=0,99$, (d) $\pi_{dd}=1,0100$, $i_e=0,9901$ [$c_e=0,9901$, $\pi_{sh}=0,9804$], $i_C=0,99$, e (e) $\pi_{dd}=1,0500$, $i_e=0,9524$ [$c_e=0,9524$, $\pi_{sh}=0,9091$], $i_C=0,95$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 93
3. 23. (continuação) Combinações: (f) $\pi_{dd}=1,0025$, $i_e=0,9975$ [$c_e=1,0025$, $\pi_{sh}=1,0050$], $i_C=1,00$, (g) $\pi_{dd}=1,0050$, $i_e=0,9950$ [$c_e=1,0050$, $\pi_{sh}=1,0100$], $i_C=1,00$, (h) $\pi_{dd}=1,0075$, $i_e=0,9926$ [$c_e=1,0074$, $\pi_{sh}=1,0150$], $i_C=0,99$, (i) $\pi_{dd}=1,0100$, $i_e=0,9901$ [$c_e=1,0099$, $\pi_{sh}=1,0200$], $i_C=0,99$, e (j) $\pi_{dd}=1,0500$, $i_e=0,9524$ [$c_e=1,0476$, $\pi_{sh}=1,1000$], $i_C=0,95$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 94
3. 24. Efeitos de diferentes estratégias de operação das baterias e do reservatório sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=0,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=0,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Estratégias de operação: (a) formulada na seção 2. 6, sem reservatório, (b) formulada na seção 2. 6, com reservatório com capacidade para 30 dias, e (c) uma estratégia que considera o acionamento do gerador hidrelétrico apenas quando as baterias estiverem próximas do limite inferior de carga, com reservatório com capacidade para 30 dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência dispo-

- nibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 95
3. 25. Efeitos de diferentes defasagens entre as disponibilidades mínimas, complementando a FIGURA 3. 21, sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he \text{ máx}}=p_{c \text{ máx}}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Defasagens de: (a) 179 dias [$i_t=0,994$], (b) 178 dias [$i_t=0,989$], (c) 177 dias [$i_t=0,983$], (d) 170 dias [$i_t=0,944$] e (e) 160 dias [$i_t=0,889$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 96
3. 26. Comportamento do índice de falhas em função do índice de complementariedade no tempo, para bancos de baterias com capacidade para 1, 2, 3, 5 e 10 dias, para resultados da FIGURA 3. 21 e do BELUCO et alii (2001b). 97
3. 27. Efeitos de diferentes proporções entre energias hidrelétrica e fotovoltaica (π_{sh}) sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he \text{ máx}}=p_{c \text{ máx}}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{sh}=1,00$ [$c_e=1,00$, $i_e=1,0000$], $a_f=24,61$, (b) $\pi_{sh}=1,11$ [$c_e=1,05$, $i_e=0,9474$], $a_f=25,91$, (c) $\pi_{sh}=1,25$ [$c_e=1,11$, $i_e=0,8889$], $a_f=27,35$, (d) $\pi_{sh}=1,43$ [$c_e=1,18$, $i_e=0,8235$], $a_f=28,96$, e (e) $\pi_{sh}=1,67$ [$c_e=1,25$, $i_e=0,7500$], $a_f=30,77$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 99
3. 27. (continuação) Proporções: (f) $\pi_{sh}=1,00$ [$c_e=1,00$, $i_e=1,0000$], $a_f=24,61$, (g) $\pi_{sh}=0,90$ [$c_e=0,95$, $i_e=0,9474$], $a_f=23,32$, (h) $\pi_{sh}=0,80$ [$c_e=0,89$, $i_e=0,8889$], $a_f=21,88$, (i) $\pi_{sh}=0,70$ [$c_e=0,8235$, $i_e=0,8235$], $a_f=20,27$, e (j) $\pi_{sh}=0,60$ [$c_e=0,75$, $i_e=0,7500$], $a_f=18,46$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F \text{ máx } d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 100
3. 28. Comportamento do índice de falhas em função (a) da proporção π_{sh} e (b) [e (c), em

- escala diferente] do índice de complementariedade de energia, para resultados da FIGURA 3. 27 e de BELUCO et alii (2001b). 102
3. 29. Efeitos de diferentes proporções entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade hídrica (π_{Mm}) sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $\delta_f=1,1496$, $i_C=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{Mm}=1,00$ [$\delta_h=1,0000$, $i_a=1,00$], (b) $\pi_{Mm}=1,11$ [$\delta_h=1,1112$, $i_a=0,99$], (c) $\pi_{Mm}=1,25$ [$\delta_h=1,0989$, $i_a=0,96$], (d) $\pi_{Mm}=1,43$ [$\delta_h=1,0865$, $i_a=0,91$], e (e) $\pi_{Mm}=1,67$ [$\delta_h=1,0742$, $i_a=0,84$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 103
3. 29. (continuação) Proporções: (f) $\pi_{Mm}=1,00$ [$\delta_h=1,00$, $i_a=1,00$], (g) $\pi_{Mm}=0,90$ [$\delta_h=1,14$, $i_a=0,99$], (h) $\pi_{Mm}=0,80$ [$\delta_h=1,16$, $i_a=0,94$], (i) $\pi_{Mm}=0,70$ [$\delta_h=1,18$, $i_a=0,84$] e (j) $\pi_{Mm}=0,60$ [$\delta_h=1,21$, $i_a=0,69$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 104
3. 30. Efeitos de diferentes proporções entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade hídrica (π_{Mm}), complementando a FIGURA 3. 29, sobre o desempenho de um sistema híbrido com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $\delta_f=1,1496$, $i_C=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{Mm}=1,01$ [$\delta_h=1,1224$, $i_a=0,9999$], (b) $\pi_{Mm}=1,02$ [$\delta_h=1,1211$, $i_a=0,9996$], (c) $\pi_{Mm}=1,03$ [$\delta_h=1,1199$, $i_a=0,9991$], (d) $\pi_{Mm}=1,04$ [$\delta_h=1,1187$, $i_a=0,9984$] e (e) $\pi_{Mm}=1,05$ [$\delta_h=1,1174$, $i_a=0,9975$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 106
3. 31. Efeitos de diferentes proporções entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade hídrica (π_{Mm}), complementando a FIGURA 3. 29, sobre o desempenho de um sistema híbrido com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $\delta_f=1,1496$, $i_C=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade

- para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{Mm}=0,99$ [$\delta_h=1,1248$, $i_a=0,9999$], (b) $\pi_{Mm}=0,98$ [$\delta_h=1,1261$, $i_a=0,9996$], (c) $\pi_{Mm}=0,97$ [$\delta_h=1,1274$, $i_a=0,9990$], (d) $\pi_{Mm}=0,96$ [$\delta_h=1,1288$, $i_a=0,9983$] e (e) $\pi_{Mm}=0,95$ [$\delta_h=1,1301$, $i_a=0,9972$]. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\text{ máx }d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 107
3. 32. Comportamento do índice de falhas em função: (a) da proporção π_{Mm} e (b) do índice de complementariedade entre as amplitudes, para bancos de baterias com capacidade para 2 dias, e (c) do índice de complementariedade entre as amplitudes, para baterias para 1, 2, 3, 5 e 10 dias, para resultados da FIGURA 3. 29 e de BELUCO et alii (2001b). 108
3. 33. Perfis de demanda das cargas consumidoras: (a) perfil de demanda constante, (b) perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar, (c) perfil sugerido por KELLOGG (1998), (d) perfil sugerido por VAN DIJK (1991), e (e) perfil constante com um pico de uma hora de duração, sugerido por LASNIER e ANG (1990). 111
3. 34. Efeitos de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\text{ máx}}=p_{c\text{ máx}}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Perfis de demanda (FIGURA 3. 33): (a) perfil de demanda constante, para comparação, (b) perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar, (c) perfil sugerido por KELLOGG (1998), (d) perfil sugerido por VAN DIJK (1991), e (e) perfil sugerido por LASNIER e ANG (1990). Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\text{ máx }d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, $\%p_{cA}$: parcela da demanda das cargas consumidoras que é atendida. 112
3. 35. Detalhe do período do 90° ao 95° dias dos sistemas da FIGURA 3. 34. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 113
3. 36. Efeitos de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de um sistema com

- $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_c\ máx$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 1 dia, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Perfis de demanda (FIGURA 3. 33): (a) perfil de demanda constante, para comparação, (b) perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar, (c) perfil sugerido por KELLOGG (1998), (d) perfil sugerido por VAN DIJK (1991), e (e) perfil sugerido por LASNIER e ANG (1990). Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, $\%p_{cA}$: parcela da demanda das cargas consumidoras que é atendida. 114
3. 37. Detalhe do período em que há falhas nos sistemas (a) da FIGURA 3. 36 (d), no período do 203° ao 204° dias, e (b) da FIGURA 3. 36 (e), no período do 204° ao 206° dias. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 115
3. 38. Efeitos de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_c\ máx$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Perfis de demanda: (a) perfil de demanda apresentado na FIGURA 3. 33 (b), deslocado de modo que o pico coincida com a meia noite, e (b) perfil de demanda apresentado na FIGURA 3. 33 (e), modificado de modo que o pico coincida com o meio dia. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, $\%p_{cA}$: parcela da demanda das cargas consumidoras que é atendida. 116
3. 39. Detalhe do período em que há falhas nos sistemas da FIGURA 3. 38, respectivamente (a) no período do 206° ao 208° dias para o sistema em (a), e (b) no período do 212° ao 213° dias para o sistema em (b). Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 117
3. 40. Comparação de resultados deste trabalho com resultados obtidos por KELLOGG (1998). (a) Fração solar F em função da capacidade das baterias, para um sistema com módulos solares com 960Wp, baterias com 400Ah e um gerador diesel com 1kW, atendendo uma carga com 500W e 1000kWh/ano. O gerador, quando for acionado, é

- desligado apenas quando as baterias atingirem, em 'a' 100% de sua capacidade máxima, ou em 'b' 90% de sua capacidade máxima. (b), (c) e (d) Fração solar F em função da capacidade das baterias, para um sistema com $\pi_{dd}=2,00$, $i_t=1,00$, $i_e=0,49$ [$c_e=0,49$, $\pi_{sh}=0,32$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=0,49$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=23,87$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com o perfil de demanda considerado por KELLOGG, respectivamente, com os dois geradores e as cargas podendo operar simultaneamente, com os dois geradores operando alternativamente e com o gerador hidrelétrico e o gerador fotovoltaico e cargas operando alternativamente. 118
3. 41. (a) Dados diários de vazão, de 01 de fevereiro de 1979 a 31 de janeiro de 1989, extraídos da série de 1978 a 1996 da estação da FEPAGRO na praia dos Folgados, junto à sede do município de Santa Cruz do Sul, RS. (b) Dados de radiação solar máxima diária sobre uma superfície horizontal, obtidos com o programa *Radiasol*, para um período de dez anos na estação Cachoeira do Sul, RS. 124
3. 42. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $i_t=0,00$, $i_e=0,75$, $i_C=0,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=56$ e $Q_b=2,5\text{m}^3/\text{s}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados diários de vazão mostrados na FIGURA 3. 41 (a) e os dados horários de radiação solar mostrados na FIGURA 3. 41 (b). Resultados correspondentes: (a) ao primeiro ano, (b) ao segundo ano, (c) ao terceiro ano, (d) ao quarto ano e (e) ao quinto ano. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 125
3. 42. (*continuação*) Resultados correspondentes: (f) ao sexto ano, (g) ao sétimo ano, (h) ao oitavo ano, (i) ao nono ano, (j) ao décimo ano. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 126
3. 43. Resultado da aplicação da metodologia de dimensionamento descrita na seção 3. 4 aos dados apresentados na FIGURA 3. 41 (a) e na FIGURA 3. 41 (b). Os sistemas simulados têm baterias com capacidade para dois dias. A curva do centro corresponde à vazão de base de $2,5\text{m}^3/\text{s}$, e as curvas da esquerda e da direita correspondem respectivamente às

- vazões de 3,0 e 2,0 m³/s. 127
3. 44. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $i_t=0,00$, $i_e=0,40$, $i_C=0,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=12$ e $Q_b=1\text{m}^3/\text{s}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados diários de vazão mostrados na FIGURA 3. 41 (a) e os dados horários de radiação solar mostrados na FIGURA 3. 41 (b). Resultados correspondentes ao primeiro ano de simulação. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 128
3. 45. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $i_t=1,00$ gerado artificialmente pela defasagem das disponibilidades energéticas, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=12$ e $Q_b=1\text{m}^3/\text{s}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados diários de vazão mostrados na FIGURA 3. 41 (a) e os dados horários de radiação solar mostrados na FIGURA 3. 41 (b). Resultados correspondentes ao primeiro ano de simulação. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 129
3. 46. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_e=0,75$, $i_C=0,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=15$ e $Q_b=2,5\text{m}^3/\text{s}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados diários de vazão mostrados na FIGURA 3. 41 (a) e os dados horários de radiação solar mostrados na FIGURA 3. 41 (b), incidentes sobre um plano com inclinação de 45°. Resultados correspondentes ao primeiro ano de simulação. Convenções: *SOC*: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 129
4. 1. (a) Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com os geradores colocados em paralelo no barramento de *cc*, fornecendo suprimentos em *cc*.
 (b) Representação esquemática do sistema híbrido enfatizando a atuação do sistema supervisor (*SS*). Convenções: *ger hid*: gerador hidrelétrico, *ger fot*: gerador fotovoltaico.

	co, <i>ret</i> : retificador.	133
4. 2.	Estrutura do sistema de controle.	135
4. 3.	Bancada experimental no Laboratório de Energia Solar (LES) da Escola de Engenharia. Convenções: <i>CF</i> : conversor de frequência, <i>MI</i> : motor de indução trifásico, <i>GS</i> : gerador síncrono, <i>RET</i> : retificador, <i>BAT</i> : banco de baterias, <i>GF</i> : gerador fotovoltaico, <i>Ccc</i> : cargas consumidoras de <i>cc</i> , <i>C_h</i> , <i>C_f</i> e <i>C_c</i> : chaves para acionamento respectivamente dos geradores hidrelétrico e fotovoltaico e das cargas.	137
4. 4.	Vista (<i>a</i>) do gerador síncrono e do motor de indução, e (<i>b</i>) do conversor de frequência e do motor de indução, na bancada do LES.	139
4. 5.	Diagrama esquemático do arranjo da bancada experimental no LES para determinação das características de acionamento do gerador síncrono.	140
4. 6.	Curvas de tensão terminal em função de corrente da armadura por fase, no gerador síncrono da bancada do LES, para diferentes frequências no acionamento do motor de indução.	140
4. 7.	(<i>a</i>) Vista do prédio onde estão instalados os módulos fotovoltaicos, e (<i>b</i>) vista em detalhe dos painéis fotovoltaicos, na bancada do LES.	141
4. 8.	Vista (<i>a</i>) do retificador e dos transformadores, (<i>b</i>) em detalhe do circuito para chaveamento dos componentes do sistema, (<i>c</i>) do banco de baterias e (<i>d</i>) do banco de cargas em <i>cc</i> , na bancada do LES.	142
4. 9.	Vista (<i>a</i>) dos resistores <i>shunt</i> utilizados para medição e do controle sobre as chaves de conexão de cargas e geradores, e (<i>b</i>) do computador e do sistema de aquisição de dados utilizados para as medições, na bancada do LES.	143
4. 10.	Diagrama esquemático do arranjo da bancada experimental no LES para determinação das características de acionamento do gerador síncrono. <i>GF</i> : gerador fotovoltaico, <i>GH</i> : gerador hidrelétrico, <i>BAT</i> : baterias, <i>Ccc</i> : carga em <i>cc</i> , <i>C_f</i> , <i>C_h</i> e <i>C_c</i> : chaves para conexão dos geradores e da carga, <i>V</i> : voltímetro.	143
4. 11.	Bancada experimental no Laboratório de Ensino de Hidráulica (LEH) do Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH). <i>RS</i> : reservatório superior, <i>RI</i> : reservatório inferior, <i>BR</i> : bomba para recalque, para recirculação do sistema, <i>BFT</i> : máquina primária (bomba centrífuga utilizada em modo reverso), <i>VB</i> : válvula de admissão de tipo borboleta, <i>GS</i> : máquina secundária (gerador síncrono), <i>RET</i> : retificador, <i>BAT</i> : banco de baterias, <i>Ccc</i> , <i>Cca</i> : banco de cargas em <i>cc</i> e em <i>ca</i>	144
4. 12.	Vista (<i>a</i>) da bomba, operada como turbina, (<i>b</i>) do gerador, e em (<i>c</i>) e (<i>d</i>) da válvula de admissão motorizada, na bancada do LEH.	146

4. 13.	(a) Vista do reservatório inferior do circuito de alimentação na bancada do LEH. Vistas do reservatório superior, com detalhes em (a) do barrilete e em (b) das tubulações de alimentação e de retorno do reservatório superior, na bancada do LEH.	147
4. 14.	Vista dos trechos (a) inferior (no primeiro andar) e (b) superior (no segundo andar) da bancada do LEH.	148
4. 15.	Diagrama esquemático do arranjo da bancada experimental no LEH para determinação das características de acionamento do gerador síncrono. <i>BFT</i> : bomba funcionando como turbina, <i>GS</i> : gerador síncrono, <i>R</i> : carga em <i>ca</i> , <i>BAT</i> : baterias, <i>Cc</i> : chave para conexão das cargas em <i>ca</i> , <i>Q</i> : vazão sobre a máquina hidráulica, <i>V</i> : voltímetro.	149
4. 16.	Dispositivos utilizados para medição de tensão na bancada do LEH. O <i>laptop</i> tem um processador de 100MHz, 24MB de memória RAM, 2GB de disco rígido. O adaptador do sinal de tensão consiste de um transformador para rebaixar a tensão de 127V para 12V, e um divisor de tensão, para reduzir o sinal a aproximadamente 400mV.	150
4. 17.	Descarga do banco de baterias de 150Ah por uma carga de 80W, com a desconexão do consumo quando a tensão cai abaixo de 24V. Durante o primeiro trecho da curva a corrente de descarga das baterias foi de 3,8A.	152
4. 18.	Recarga de um banco de baterias de 150Ah pelo gerador fotovoltaico, com a desconexão desse gerador quando a tensão ultrapassa 28V. Durante o segundo trecho da curva a corrente de carga das baterias foi de 10,6A.	153
4. 19.	Descarga de um banco de baterias de 150Ah por uma carga de 80W, com a desconexão do consumo quando a tensão cair abaixo de 24V. Na curva em vermelho, o gerador fotovoltaico permanece sempre conectado, e, na curva em azul, o gerador hidrelétrico permanece sempre conectado. Durante o primeiro trecho da curva, as correntes de descarga das baterias foram respectivamente de 1,8A e de 0,2A, enquanto no segundo trecho as correntes de carga das baterias foram respectivamente de 2,0A e de 3,6A.	154
4. 20.	Recarga de um banco de baterias de 150Ah pelo gerador fotovoltaico, com a desconexão desse gerador quando a tensão ultrapassar 28V. Uma carga de 80W permanece sempre conectada. Durante o primeiro trecho das curvas, as correntes de carga das baterias foram respectivamente de 2,2A e de 3,4A, enquanto no segundo trecho as correntes de carga das baterias foram de 3,8A.	155
4. 21.	Efeitos de (a) $dV_i=0,5V$, (b) $dV_i=1V$ e (c) $dV_i=1,5V$ sobre o comportamento do sistema, com a desconexão das cargas em $V_{bat\ min}$ e a reconexão em $V_{bat\ min}+dV_i$	156

4. 22. Efeitos de (a) $dV_s=0,5V$, (b) $dV_s=1V$ e (c) $dV_s=1,5V$ sobre o comportamento do sistema, com desconexão do gerador hidrelétrico em $V_{bat\ máx}$ e reconexão em $V_{bat\ máx}-dV_s$ 157
4. 23. (a) Conexão do gerador hidrelétrico no instante em que é detectada corrente de descarga das baterias e subsequente desconexão quando a tensão ultrapassar o limite de 28V. (b) Conexão do gerador hidrelétrico após a corrente das baterias permanecer negativa por pelo menos 90s e subsequente desconexão quando a tensão ultrapassar o limite de 27,5V. (c) Conexão do gerador hidrelétrico após a corrente das baterias permanecer negativa por pelo menos 90s e a tensão cair abaixo de 25V e subsequente desconexão quando a tensão ultrapassar o limite de 27,5V. 159
4. 24. Medição de tensão alternada em uma das fases do gerador síncrono da bancada do LEH, quando a rotação do conjunto era de 1035rpm. A medição foi efetuada a uma taxa de 22050bps, e o gráfico mostra a tensão em um intervalo de tempo de 1s. 161
4. 25. Resultados correspondentes aos quinze dias de operação da bancada no LES para reprodução do funcionamento de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. As potências foram normalizadas em relação ao valor nominal da potência de consumo, e a tensão das baterias em relação ao seu valor máximo (29,6V). (a) Primeiro dia, (b) segundo dia, e (c) quinto dia. As baterias são operadas com tensão mínima de 24V ($V_{bat}=0,81.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. 163
4. 25. (continuação) (k) Décimo primeiro dia. As baterias são operadas com tensão mínima de 24V ($V_{bat}=0,81.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). (l) Décimo segundo dia, (m) décimo terceiro dia, (n) décimo quarto dia e (o) décimo quinto dia. As baterias são operadas com tensão mínima de 22V ($V_{bat}=0,74.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. . 164
4. 26. Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (a), correspondente ao primeiro dia, das 12,5 às 13 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada

	pele gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.	165
4. 27.	Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (b), correspondente ao segundo dia, das 11 às 13 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.	166
4. 28.	Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (d), correspondente ao décimo dia, das 11,75 às 12,25 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras. .	167
4. 29.	Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (f), correspondente ao décimo segundo dia, das 14 às 15 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.	167
4. 30.	Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (h), correspondente ao décimo quarto dia, (a) das 14 às 15 horas, e (b) das 18 às 19 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.	168
4. 31.	Resultados correspondentes ao décimo quarto dia de operação da bancada no LES para reprodução do funcionamento de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. As potências foram normalizadas em relação ao valor nominal da potência de consumo, e a tensão das baterias em relação ao seu valor máximo (29,6V). As baterias são operadas com tensão mínima de 24V ($V_{bat}=0,81.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03).	169
A. 1.	Comportamento do índice i_a , em função de d_h , para d_s igual a 2.	188
A. 2.	(a) Curva de Agnesi para a igual a 1 e I igual a 0. (b) Adaptação da curva de Agnesi com a igual a 1/2, centrada em d_h igual a d_s , com d_s igual a 2, denominada como y_2 , com variável independente d_h	188
A. 3.	Sobreposição das funções y_1 , em linha tracejada, e y_2 , em linha cheia.	190
A. 4.	(a) Função tangente hiperbólico. (b) Adaptação da função tangente hiperbólico para desenvolvimento do índice i_a	191
A. 5.	(a) Função tangente hiperbólico, multiplicada por -1 . (b) Adaptação da função tan-	

gente hiperbólico, multiplicada por -1 , para desenvolvimento do índice i_a	191
A. 6. Índice i_a para valores de d_s iguais a 1,5, 2,5 e 5.	191
B. 1. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Caxias do Sul, RS.	194
B. 2. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Encruzilhada do Sul, RS.	194
B. 3. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Júlio de Castilhos, RS.	195
B. 4. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Osório, RS.	195
B. 5. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Quaraí, RS.	195
B. 6. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Rio Grande, RS.	195
B. 7. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Santa Maria, RS.	196
B. 8. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Santa Rosa, RS.	196
B. 9. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em São Borja, RS.	196
B. 10. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em São Gabriel, RS.	196
B. 11. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Taquari, RS.	197
B. 12. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Uruguaiana, RS.	197
B. 13. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Vacaria, RS.	197
B. 14. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Veranópolis, RS.	197
B. 15. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície hori- zontal correspondentes ao primeiro ano das séries utilizadas nas simulações para ava- liação da “aderência” das idealizações à realidade.	199
B. 16. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície hori- zontal correspondentes ao segundo ano das séries utilizadas nas simulações para avali- ação da “aderência” das idealizações à realidade.	199

B. 17. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao terceiro ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	200
B. 18. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao quarto ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	200
B. 19. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao quinto ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	200
B. 20. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao sexto ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	201
B. 21. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao sétimo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	201
B. 22. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao oitavo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	201
B. 23. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao nono ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	202
B. 24. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao décimo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.	202

ÍNDICE DE TABELAS

2. 1.	Quadro resumo das principais grandezas físicas relacionadas a cada componente do sistema em estudo.	24
3. 1.	Conjunto de valores de base para o sistema em estudo.	47
3. 2.	Resumo do estudo apresentado até aqui nesta seção. Os símbolos \uparrow e \downarrow representam respectivamente um aumento ou uma redução nos parâmetros considerados.	109
4. 1.	Operação do sistema de controle de carga das baterias. <i>GH</i> : gerador hidrelétrico, <i>GF</i> : gerador fotovoltaico, <i>CC</i> : carga consumidora. V_{bat} : tensão nos terminais do banco de baterias, $V_{bat\ i}$: tensão correspondente ao estado de carga intermediário, $V_{bat\ mín}$: tensão correspondente ao estado de carga mínimo, $V_{bat\ máx}$: tensão correspondente ao estado de carga máximo, δV : valor de tensão em torno dos valores de referência adotado para conferir estabilidade ao processo de controle.	136
4. 2.	Operação do sistema de controle do gerador hidrelétrico. <i>GH</i> : gerador hidrelétrico, S_I : sinal de acionamento do gerador hidrelétrico.	136
4. 3.	Operação do sistema supervisor.	136
B. 1.	Séries de dados de precipitação.	192
B. 2.	Séries de dados de radiação solar incidente.	193
B. 3.	Séries de dados de precipitação e de radiação solar incidente.	193

1. INTRODUÇÃO

1. 1. Delimitação e importância do tema.

O panorama de crise energética configurado nas últimas décadas, surgido a partir dos “choques” do petróleo, das crescentes preocupações com o meio ambiente, da redução do número de locais propícios a grandes aproveitamentos hidrelétricos, entre outros motivos, têm incentivado a procura de alternativas para obtenção de suprimentos de energia.

As fontes renováveis têm sido bastante estudadas e testadas tanto em laboratório quanto em condições reais, sendo que algumas delas alcançam competitividade técnica e econômica em várias aplicações. Destacam-se aí os sistemas baseados em energia hidrelétrica em pequena escala, em energia solar, em energia eólica e em energia de biomassa.

Lovins, 1979, propõe que a humanidade se adeque ao esgotamento dos combustíveis fósseis promovendo um uso racional dos suprimentos atuais e investindo no desenvolvimento de sistemas de geração baseados em fontes renováveis. Enquanto estes não alcancem viabilidades técnica e econômica satisfatórias, que sejam utilizados combustíveis fósseis, mas com melhor eficiência, para reservar matéria prima para fins mais nobres.

Os suprimentos renováveis favorecem a descentralização das comunidades humanas e o desenvolvimento rural, mostrando-se capazes de fornecer densidades de fluxo de energia da mesma ordem de grandeza das densidades exigidas pelas cargas mais comuns. Os suprimentos não renováveis favorecem a urbanização e os grandes empreendimentos e são mais apropriados aos consumidores finais que exigem grandes densidades de fluxo de energia.

Portanto, os suprimentos de energia obtidos de fontes renováveis são mais facilmente aproveitados de modo disperso e exigem custos consideráveis para serem ‘concentrados’. Por sua vez, os suprimentos obtidos de fontes não renováveis mostram-se mais apropriados ao aproveitamento centralizado, exigindo custos relativamente altos para distribuição.

Os sistemas baseados em fontes renováveis enfrentam problemas de aceitação na medida em que, entre outros fatores, apresentam custos elevados de instalação. Esses custos po-

dem se tornar proibitivos se o sistema for idealizado para operar sem falhas no atendimento e com qualidade¹ razoável da energia disponibilizada.

Outra dificuldade desses sistemas é a eficiência final bastante baixa, consequência da superposição de vários rendimentos (tais como o da conversão de energia, da conversão de potência, do armazenamento em baterias e do cabeamento elétrico). A utilização de um circuito único englobando um conversor de potência, um circuito MPPT² e um regulador de carga de baterias, segundo Enslin, 1991, pode resultar em uma eficiência maior.

Os sistemas de pequeno porte baseados em fontes convencionais (finitas) usualmente constituem a alternativa mais adotada, na medida em que seus sistemas de controle são mais simples e que envolvem menores custos de instalação, apesar das preocupações com manutenção e a necessidade de fornecimento permanente de combustível.

Os sistemas baseados em fontes renováveis também enfrentam problemas de aceitação na medida em que exigem, dos usuários, adaptação à rotinas de conservação de energia. Em sistemas onde antes não havia eletricidade não há problema, mas em sistemas instalados como alternativa à utilização de combustíveis fósseis esse problema é real.

Os sistemas de geração influenciam de modo definitivo e profundo as comunidades em que são inseridos. Os organismos internacionais que incentivam a instalação e a pesquisa de sistemas baseados em fontes renováveis de energia revelam preocupações com os seus impactos sociais por trabalhos como o do NRECA, 1982, e outros.

Este trabalho pretende estar inserido no aprimoramento de sistemas de geração de energia em pequena escala a partir de recursos renováveis, a partir da investigação sobre o seu funcionamento e o subsequente desenvolvimento de estratégias de operação que proporcionem aumento de desempenho (melhor qualidade dos suprimentos disponibilizados e menor tempo de falha no atendimento).

A dificuldade, nesse contexto, é adequar a taxa de geração de energia, manipulando os dispositivos de conversão e aproveitando as disponibilidades, à taxa de consumo de energia, que pode ser considerada aleatória e depende do comportamento e das necessidades dos usuários consumidores. Essa dificuldade vai depender das características tanto dos dispositivos de

¹ O conceito de qualidade é diretamente relacionado às necessidades dos usuários consumidores. Considerando-se as aplicações mais comuns, por qualidade de energia elétrica entendem-se as variações dos valores de tensão e frequência em torno de seus respectivos valores nominais. Energia de baixa qualidade é a que apresenta grandes variações de frequência e tensão. Energia de alta qualidade é a que apresenta pequenas variações (tais como 1, 2 ou 3%) de frequência e tensão em torno de seus respectivos valores nominais.

² MPPT: *maximum power point tracking*. É um circuito para aplicação em sistemas fotovoltaicos que polariza os módulos de modo que sempre seja gerada a máxima potência disponível.

conversão e das disponibilidades energéticas quanto dos perfis de demanda e das exigências de qualidade apresentados pelos usuários consumidores.

Em sistemas baseados em fontes convencionais essa adequação é simples. A fonte de energia consiste em um estoque estático, que permanece inalterado se não for manipulado com o objetivo de conversão. Essa característica, que favorece a “centralização” em detrimento da “distribuição”, permite que a taxa de conversão de energia seja estabelecida sem desperdício da energia disponível. O desempenho desses sistemas é pouco influenciado pelo emprego de dispositivos para armazenamento de energia, na medida em que a própria fonte pode ser caracterizada como um reservatório de energia.

Em sistemas baseados em fontes renováveis essa adequação envolve ou o consumo (por cargas adicionais) da energia produzida que for excedente ou o desperdício de energia disponível no meio ambiente (que deixa de ser convertida). A fonte consiste em um fluxo contínuo (ou repetitivo) de energia, que existe na natureza de forma independente da presença de equipamentos fabricados pelo homem para interceptá-lo e produzir energia a partir de seu potencial. O uso de acumuladores permite o armazenamento de energia para uso futuro.

A adequação das taxas de geração e de consumo pode ser efetuada segundo diversas estratégias de operação do sistema de geração de energia, conforme o sistema permita ajuste na taxa de geração, na taxa de consumo ou em ambos, conforme incorpore dispositivos para armazenamento de energia e conforme opere independente ou interligado a um sistema energético de grande porte. Essas estratégias são discutidas no final do capítulo 2, onde é formulada uma estratégia de operação para o sistema em estudo.

A estratégia idealizada para adequação entre geração e consumo também deve considerar os tipos de potência fornecida pelo(s) gerador(es) e consumida pela(s) carga(s). Os conversores de potência típicos são o inversor e o retificador, e os custos envolvidos na conversão de potência podem se apresentar elevados, mas com tendência a redução devido à evolução dos dispositivos de estado sólido. A conversão de potência também envolve, conforme comentado acima, perda de energia.

Em sistemas baseados em apenas uma fonte de energia é comum que as cargas e os geradores operem com o mesmo tipo de potência. A conversão pode ser incluída para adequar a potência de geradores e de cargas, quando necessário, e para permitir controle sobre a potência fornecida às cargas. Em alguns sistemas podem haver duas conversões em seqüência, quando a geração e o consumo se dão em *ca*, mas a energia é fornecida às cargas depois de uma conversão para *cc* seguida de uma conversão controlada para *ca*.

Os geradores fotovoltaicos são dispositivos de estado sólido que convertem a energia solar em energia elétrica, e disponibilizam suprimentos sob a forma de *cc*. Alguns módulos fotovoltaicos incorporam inversores e viabilizam a disponibilização de suprimentos em *ca*. Os aproveitamentos hidráulicos e eólicos apresentam em comum a característica que a energia é inicialmente convertida em energia mecânica³ para depois ser convertida em energia elétrica. Dessa forma, ambos podem facilmente fornecer suprimentos em *ca* ou em *cc*, dependendo do tipo de gerador empregado. Como os geradores de *cc* são bastante mais caros que os geradores de *ca*, os suprimentos em *cc*, quando eventualmente necessários, podem ser obtidos a partir de retificação.

Os geradores síncronos mostram-se bastante adequados às usinas hidrelétricas (e a sistemas baseados em combustíveis fósseis de um modo geral). A corrente gerada tem frequência que é proporcional à velocidade de rotação, e a tensão em seus terminais pode ser facilmente controlada a partir da corrente nos enrolamentos do rotor. A rotação pode ser controlada a partir do ajuste da vazão de água sobre a máquina primária. Vários textos básicos [Say, 1989, Fitzgerald et alii, 1992] descrevem em detalhes seu funcionamento.

Os geradores assíncronos, por sua vez, podem apresentar custos bastante inferiores e exigem menos cuidados com manutenção, mas consomem potência reativa do sistema em que operam e sua operação é bastante complexa em modo independente. A tensão, a frequência e o fator de potência em modo interligado são “escravizadas” ao sistema energético e a taxa de geração pode ser ajustada a partir do controle sobre a rotação. A tensão e a frequência em modo independente não dependem linearmente da potência reativa disponível e da rotação (que constituem nesse caso as variáveis de controle). O trabalho de Singh, 1995, descreve o amplo campo de aplicação de máquinas de indução em sistemas de geração de pequeno porte, cujo funcionamento é descrito em textos básicos [Langsdorf, 1955, Say, 1989, Fitzgerald et alii, 1992] e é conhecido desde as primeiras décadas deste século [Basset et alii, 1935, Wagner, 1939 e 1941, Barkle et alii, 1954].

Em várias aplicações, visando melhor desempenho técnico e econômico a longo prazo, pode ser vantajoso utilizar mais de uma fonte de energia. Um sistema assim concebido pode operar, em algumas situações, com um gerador por vez, de acordo com as disponibilidades energéticas, e, em outras, com mais de um simultaneamente. O sistema também pode ser baseado em uma fonte renovável, mas contar com um gerador fóssil como reserva.

³ A utilização desses aproveitamentos para o atendimento de cargas mecânicas é mais raro, na medida em que o potencial energético deve estar localizado muito próximo do local do consumo.

A utilização de mais de uma fonte, associada a um reservatório de acumulação ou a um banco de baterias, pode amenizar as exigências sobre os sistemas de controle e garantir a operação do sistema com menores índices de falha sem aumentos inviáveis nos custos, entre outras vantagens. As baterias, ou outros dispositivos para acumulação de energia, podem ainda ter um efeito atenuador sobre transientes eletromecânicos no sistema turbina gerador de um aproveitamento hidrelétrico. A estratégia de operação formulada nesta tese considera esse efeito, que é discutido em mais detalhes nos capítulos 3 e 4.

A grande maioria dos trabalhos sobre sistemas híbridos trata de sistemas baseados nas combinações de energias eólica e solar e de eólica e diesel, e em menor número de solar e diesel. Um grande número de sistemas em estudo e a maioria em funcionamento considera a utilização de uma fonte renovável apoiada por uma fonte convencional, com o gerador a base de combustível fóssil sendo acionado quando a fonte renovável encontra-se indisponível. O trabalho de Kellogg et alii, 1998, compara a operação de sistemas baseados unicamente em energias solar e eólica e de um sistema híbrido baseado nas duas. O estudo de sistemas instalados no Estado de Montana, nos Estados Unidos, resultou em custos de US\$0,23/kWh para o sistema eólico, US\$0,38/kWh para o sistema solar e US\$0,29/kWh para o sistema híbrido.

Segundo Enslin, 1991, que compara custos de sistemas híbridos e não híbridos, os sistemas baseados em geradores eólicos e fotovoltaicos mostram-se mais baratos para demandas de até 7,5kWh/dia, e os sistemas baseados em geradores eólicos e diesel para demandas de até 15kWh/dia. Para demandas maiores, nos casos estudados, a melhor alternativa passa a ser a conexão a rede de distribuição, situada a uma distância de 3km.

A dinâmica de sistemas híbridos baseados em geradores eólicos e diesel é abordada pelos trabalhos de Tripathy et alii, 1996 e 1992, Tripathy, 1997, e de Bhatti et alii, 1997. Esses trabalhos discutem também a influência de acumuladores de energia de vários tipos (bancos de baterias, dispositivos capacitivos, dispositivos magnéticos supercondutores e volantes) ou do controle de carga sobre o desempenho do sistema.

O dimensionamento e a definição de estratégias de operação para sistemas híbridos mostram-se mais complexos que para sistemas não híbridos. Um ponto de operação ótimo pode ser determinado pelo ajuste das variáveis de controle visando minimizar uma função objetivo, sujeita a vínculos definidos por características de operação e pela própria estratégia formulada. Entretanto, a dificuldade em determinar esse ponto de operação ótima está nas dimensões do problema e nas características não lineares de alguns componentes do sistema. O dimensionamento é abordado na seção 3.4.

As disponibilidades energéticas das fontes empregadas podem apresentar algum tipo de complementariedade no tempo, no espaço, ou em ambos, e essa complementariedade pode influenciar no dimensionamento e na operação do sistema energético. Por exemplo, no Estado do Rio Grande do Sul pode ser identificada complementariedade no tempo entre as disponibilidades hídrica e solar em algumas regiões. Essa complementariedade pode ser aproveitada na composição de um sistema que apresente melhores condições técnicas e econômicas que um sistema baseado apenas em uma ou outra dessas fontes.

Esta tese apresenta um estudo sobre um sistema baseado em energias hidrelétrica e fotovoltaica, visando conhecer o funcionamento desse tipo de sistema e, em particular, estudar um sistema em que os geradores operem em paralelo, tendo em vista o aproveitamento da complementariedade ao longo de um ano existente entre essas duas fontes em algumas regiões do Estado, para estabelecer bases para uma metodologia de dimensionamento.

Apenas uma referência bibliográfica tratando especificamente de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos foi encontrada, mas nenhuma discutindo especificamente o aproveitamento da complementariedade entre fontes de energia, apesar de considerar essa possibilidade. Alguns trabalhos, como os de Marchetti et alii, 1991, e Seeling Hochmuth, 1997, que abordam sistemas baseados em energias solar e eólica, usualmente com apoio de um sistema diesel, citam a possibilidade de inserção também de um aproveitamento hidrelétrico. O livro de McVeigh, 1977, apenas identifica a complementariedade entre energias solar e eólica ao longo do território da Grã Bretanha.

Um folheto de divulgação do *International Centre for Application of Solar Energy* [CASE, 1997], descreve a instalação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico em Ban Khun Pae, no norte da Tailândia. É um sistema com 60 módulos de 120Wp e um gerador síncrono de 90kW, baterias com 110kWh de capacidade, um inversor de 40kW e um sistema diesel de apoio com 56kW. O aproveitamento hidrelétrico já existia, mas não era suficiente para atender as necessidades da população de cerca de 90 residências. Esse sistema custou aproximadamente US\$170.000,00, e é descrito por Kruangpradit e Tayati, 1996, que considera a utilização do aproveitamento fotovoltaico para complementação do sistema hidrelétrico existente, mas não discute a idéia de complementariedade.

1. 2. Objetivos.

O problema que se configura é a falta de metodologias abrangentes para análise de sistemas híbridos de geração baseados em energias renováveis, que viabilizem uma investigação sobre o desempenho de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos visando estabelecer regras para seu dimensionamento.

É intenção desta tese elucidar o funcionamento e a viabilidade técnica de aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos de pequeno porte, no que diz respeito aos efeitos de diferentes fatores, tais como contribuições de cada uma das fontes de energia, capacidades de bancos de baterias e reservatórios e perfis de demanda, entre outros, sobre o desempenho do sistema.

Também é intenção trazer à tona a questão da complementariedade entre fontes de energia, e particularmente entre as energias hídrica e solar, avaliando a influência de diferentes gradações de complementação energética sobre o desempenho desse tipo de aproveitamento e caracterizando a complementariedade entre essas fontes ao longo do Estado do Rio Grande do Sul.

Para tanto, o objetivo geral é o estabelecimento de bases técnicas para o dimensionamento de aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos de pequeno porte, a partir da proposição de uma metodologia para análise desses aproveitamentos baseada na “idealização” das disponibilidades energéticas.

Os objetivos específicos são:

- (1) formular uma estratégia de operação para aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos que contemple a operação em paralelo dos dois geradores;
- (2) propor uma metodologia para classificação de diferentes gradações de complementariedade entre as disponibilidades de duas fontes de energia;
- (3) caracterizar a complementariedade entre as energias hídrica e solar ao longo do Estado do Rio Grande do Sul, com base na metodologia proposta no objetivo anterior;
- (4) propor uma metodologia para investigação do desempenho de aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, baseada na idealização das disponibilidades energéticas;
- (5) investigar a influência de diferentes dimensões e estratégias de operação do banco de baterias sobre o desempenho de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos, com base na metodologia proposta no objetivo anterior;

-
- (6) investigar a influência de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos, com base na metodologia proposta no objetivo (4);
 - (7) investigar a influência da complementariedade entre as energias hidráulica e solar sobre o desempenho de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos, com base na metodologia proposta no objetivo (4);
 - (8) investigar o funcionamento em paralelo dos geradores hidrelétrico e fotovoltaico em um barramento de *cc*, buscando subsídios para a concretização da estratégia formulada e simular experimentalmente o funcionamento de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico;
 - (9) investigar a influência do uso de um banco de baterias, com seu estado de carga mantido em um nível intermediário (entre os níveis máximo e mínimo de carga), sobre os transientes eletromecânicos do sistema turbina-gerador; e
 - (10) sintetizar as bases técnicas para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos.

Enfim, contribuir com subsídios para o projeto e a viabilização de aproveitamentos híbridos de pequeno porte, particularmente aqueles baseados em fontes renováveis com disponibilidades energéticas complementares.

1. 3. Escopo da tese.

O texto é constituído de cinco capítulos. Este primeiro é uma introdução aos assuntos abordados, onde é apresentado o corpo do texto, é estabelecido e discutido o problema que se propõe estudar e são enunciados os objetivos do trabalho.

O segundo capítulo trata do sistema em estudo, onde são discutidas diferentes configurações de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, é estabelecido o sistema que é estudado neste trabalho e são descritos os seus componentes principais. Nesse capítulo também é introduzido o tema “complementariedade” e é formulada uma estratégia de operação.

O sistema em estudo é constituído por um aproveitamento hidrelétrico e por um aproveitamento fotovoltaico, operando em conjunto para atender as demandas de energia de um conjunto de cargas consumidoras. Esse sistema será estudado em uma configuração em que os dois geradores operam em paralelo em um barramento de corrente contínua (*cc*).

As fontes hídrica e solar apresentam disponibilidades energéticas que se mostram complementares ao longo de um ano em algumas regiões do Estado do Rio Grande do Sul, e

essa complementariedade influencia o dimensionamento, e pode ser aproveitada na operação do sistema estudado.

A discussão sobre complementariedade é uma contribuição do trabalho, na medida em que apresenta índices que permitem avaliar o grau de complementariedade entre diferentes disponibilidades, e em que identifica de modo expedito a complementariedade entre as disponibilidades hídrica e solar no Estado.

O terceiro capítulo aborda o desempenho do sistema em estudo. O aproveitamento híbrido é simulado com o objetivo de conhecer o desempenho desse tipo de sistema de geração, com diferentes contribuições de energias hidrelétrica e fotovoltaica, diferentes dimensões de bancos de baterias e de reservatórios, diferentes perfis de demanda das cargas e diferentes estratégias de operação. Ao final, é elaborada uma metodologia para dimensionamento.

As simulações foram executadas inicialmente com dados idealizados, e depois com dados reais, consistindo em um balanço energético simplificado. Os dados idealizados permitem investigar o desempenho do sistema em função de determinado parâmetro, “filtrando” a influência de outros fatores (tais como condições climáticas). Os resultados permitem mapear detalhes do funcionamento, fornecendo também subsídios para dimensionamento.

A simulação computacional de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos utilizando dados reais (da mesma forma que alguns dos experimentos realizados) permite avaliar a “aderência” das idealizações em relação à realidade. A metodologia proposta para investigação do funcionamento de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos empregada nas simulações é outra contribuição do trabalho.

O quarto capítulo apresenta os ensaios experimentais executados visando obter subsídios à concretização, através de um sistema de controle, da estratégia de operação formulada, e simular experimentalmente um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. Os ensaios foram realizados em duas bancadas, uma no Laboratório de Energia Solar (LES), da Escola de Engenharia, e a outra no Laboratório de Ensino de Hidráulica (LEH), do Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), ambos nesta Universidade.

O quinto capítulo encerra este texto, apresentando as conclusões obtidas e reafirmando as contribuições pretendidas, além de enumerar apontamentos para a prossecução do trabalho.

2. O SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO EM ESTUDO

2. 1. Sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos.

A expressão *sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico* refere-se a um sistema de geração baseado em um aproveitamento hidrelétrico e em um aproveitamento fotovoltaico operando em conjunto, mas não necessariamente em paralelo, para atender as demandas de um conjunto de cargas consumidoras. Uma complementariedade entre as fontes de energia pode então beneficiar o dimensionamento e a operação desse tipo de sistema.

Os aproveitamentos hidrelétricos são usualmente idealizados para fornecer energia elétrica sob a forma de *ca*, enquanto os aproveitamentos fotovoltaicos para fornecer energia sob a forma de *cc*. Eventualmente uma usina hidrelétrica pode atender cargas diretamente em corrente contínua, mas isso envolve custos mais elevados, pela adoção de geradores de *cc* ou pela retificação da corrente disponibilizada. Da mesma forma, sistemas fotovoltaicos podem atender cargas em corrente alternada se estiverem equipados com um conversor *cc/ca*.

Um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico é então constituído basicamente pelos dois geradores, um hidrelétrico e outro fotovoltaico, pelas cargas consumidoras e pelo cabeamento elétrico responsável pela sua interligação. Um sistema de controle e de proteção deve gerenciar o uso dos geradores e o atendimento das cargas, bem como protegê-los contra situações de risco. Se o sistema contiver dois barramentos, ele ainda deve conter dispositivos para conversão de potência, além de transformadores para adequar as tensões desses barramentos.

Os conversores de potência consistem em dispositivos que permitem converter uma potência “contínua” em uma potência “alternada” e vice versa. Os conversores típicos são o retificador, para conversão de potência “alternada” em potência “contínua”, e o inversor, para conversão de potência “contínua” em potência “alternada”. No sistema em estudo, o retificador permite a inserção da energia disponibilizada pelo gerador hidrelétrico no barramento de *cc*, e o inversor viabilizaria a atendimento de cargas em *ca*.

O sistema pode conter também dispositivos de acumulação de energia, que influenciam fortemente a formulação de estratégias de operação e assumem grande importância em sistemas baseados em fontes renováveis, conforme é discutido na seção 2. 6. Os mais comuns

são os reservatórios para acumulação de água e as baterias, podendo também ser empregados reservatórios de ar comprimido e volantes, entre outros.

Os estados de carga dos acumuladores podem ser gerenciados em função da estratégia de operação adotada, e essa administração também pode levar em conta possíveis efeitos de complementariedade entre as fontes de energia. A estratégia adotada pode considerar a ação do banco de baterias como atenuador⁴ de transientes eletromecânicos do sistema turbina gerador, já que as constantes de tempo associadas a transitórios elétricos são bastante menores que as constantes de tempo associadas a transitórios eletromecânicos. Van Dijk, 1990, sugere um aumento do tempo de vida útil das baterias com a recarga até 90% da capacidade máxima.

Caso seja empregado um gerador hidrelétrico que forneça *ca*, ou a corrente disponibilizada seja retificada, e caso a carga consumidora seja também adequada à *ca*, é necessário apenas um barramento de *cc*, conforme aparece representado na FIGURA 2. 1. Como as cargas em *ca* são as mais comuns, assim como geradores hidrelétricos em *ca*, são necessários dois barramentos, como aparece representado nas FIGURA 2. 2 e FIGURA 2. 4.

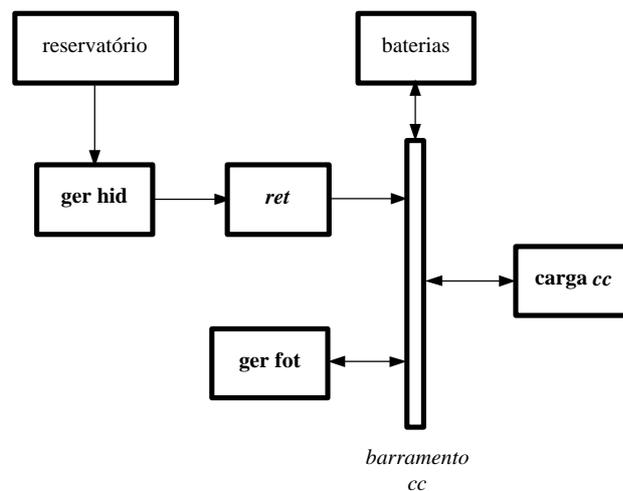


FIGURA 2. 1. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com um barramento de *cc*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc*.

Na primeira, que não representa grandes dificuldades, os geradores são colocados em paralelo ainda no barramento de *cc*. Na segunda, entretanto, são colocados em paralelo no barramento de *ca*, o que envolve a sincronização de tensões alternadas de origens diferentes, uma delas fornecida por uma máquina elétrica e a outra por um dispositivo de estado sólido.

⁴ Se o estado de carga das baterias for mantido em um valor intermediário (por exemplo, 80 ou 90%), um incremento ou decremento na demanda provocará um decremento ou incremento no estado de carga e uma modificação no regime de funcionamento do conjunto turbina-gerador. A modificação do estado de carga das baterias suprirá momentaneamente a variação na demanda, atenuando os efeitos do transiente. Esse assunto é abordado com mais atenção ao longo do trabalho.

Os sistemas das FIGURA 2. 1 e FIGURA 2. 2 são bastante semelhantes. A corrente disponibilizada pelo gerador hidrelétrico é direcionada para o circuito que une o gerador fotovoltaico ao banco de baterias e às cargas consumidoras. Um controlador eletrônico pode coordenar a conexão ou desconexão dos geradores e das cargas às baterias, de acordo com o estado de carga, e definir a corrente que deve ser disponibilizada pelo gerador hidrelétrico.

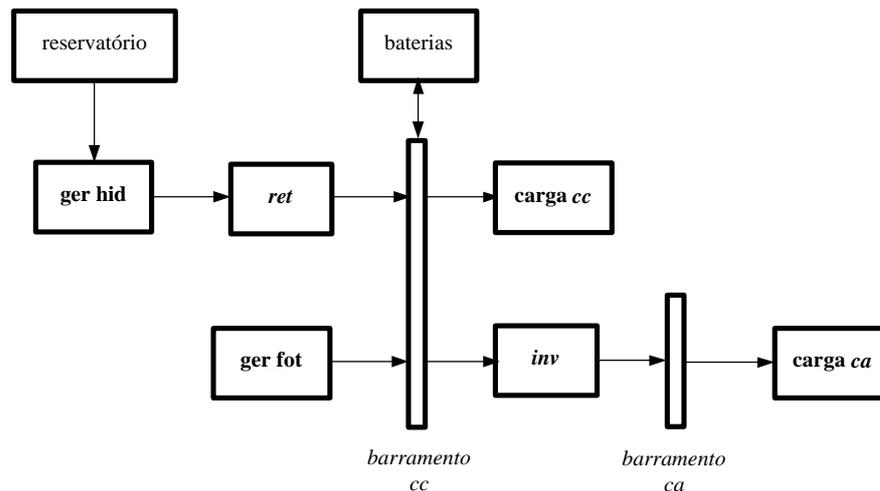


FIGURA 2. 2. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *cc*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc* e em *ca*.

Essa configuração é bastante comum em sistemas baseados em fontes renováveis por representar uma alternativa simples para o condicionamento da potência disponibilizada por geradores de indução. Os trabalhos de Kalaitzakis et alii, 1982, e Maguire et alii, 1993, entre outros, discutem essa alternativa e sugerem medidas para controle.

Para a configuração da FIGURA 2. 2 (e mesmo a configuração da FIGURA 2. 1, se houver necessidade de retificação), no caso do gerador hidrelétrico conter uma máquina síncrona, o regulador de tensão, que usualmente opera em função da tensão nos seus terminais de saída, pode ser alterado para operar em função da tensão que deve ser fornecida pelo retificador para o barramento de *cc*, que é definida pelo estado de carga das baterias.

No caso do aproveitamento hidrelétrico ser equipado com gerador de indução, a retificação da corrente disponibilizada dispensa um controle rigoroso sobre a frequência. O controle de tensão também pode ser simplificado, ou mesmo dispensado, ao ponto da excitação ser realizada com apenas um capacitor. Os trabalhos de Al-Bahrani et alii, 1990, e Rahim, 1993, detalham essa possibilidade.

Essas duas configurações podem atender demandas de alguns poucos quilowatts. Um barramento de *cc* em 24V, para potências de 1 a 2kW, deverá ser capaz de conduzir correntes

da ordem de 40 a 80A. Por outro lado, um banco de baterias projetado, por exemplo, para atender 127V, possibilitando potências maiores com correntes menores, mantendo a mesma capacidade de armazenamento, assumiria dimensões bastante grandes.

Essas configurações, assim como as discutidas a seguir, podem parecer, em primeira análise, de difícil viabilidade econômica. Um dos motivos dos aproveitamentos fotovoltaicos encontrarem dificuldades de aceitação é o seu alto custo específico. Entretanto, os custos dos módulos fotovoltaicos vêm apresentando reduções consideráveis ao longo dos anos, conforme pode ser verificado nos gráficos da FIGURA 2. 3.

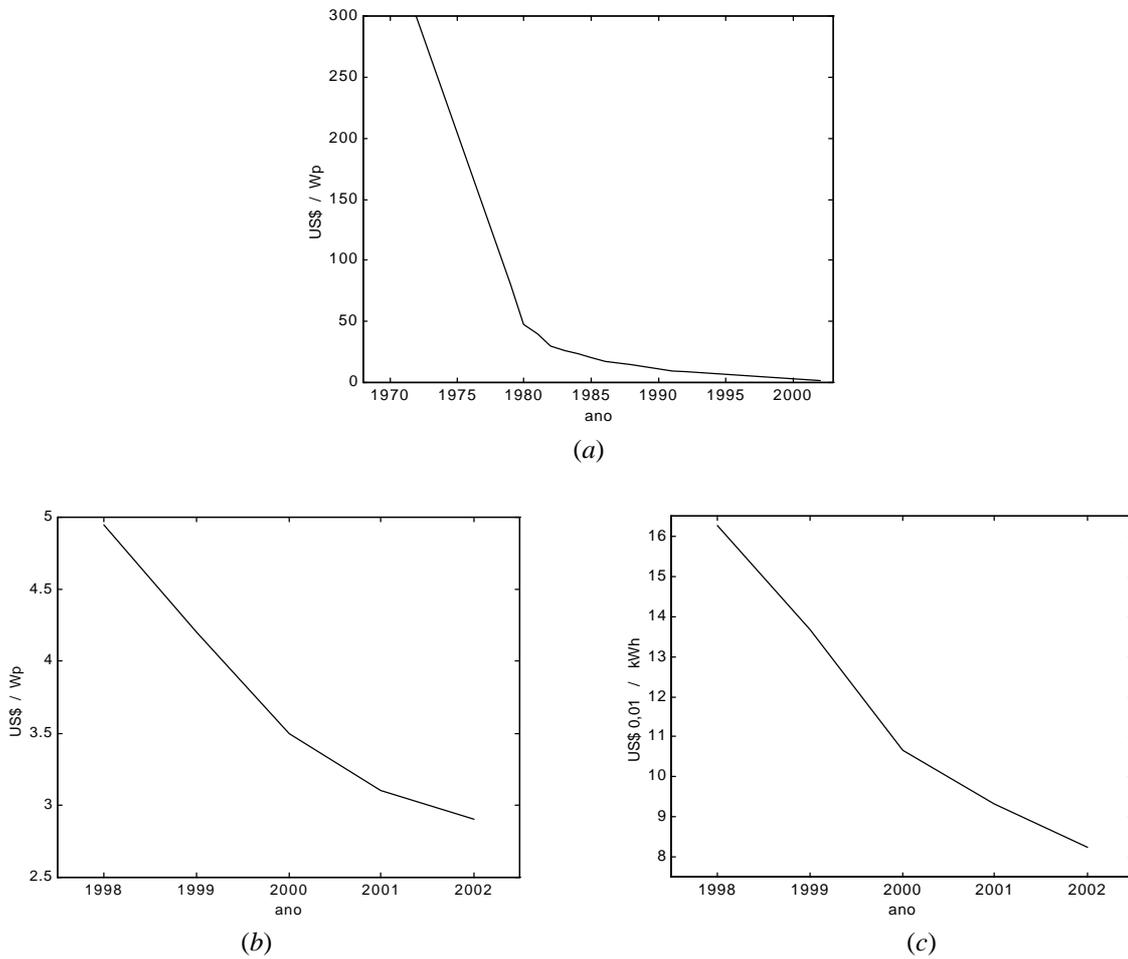


FIGURA 2. 3. (a) Evolução do custo dos painéis solares fotovoltaicos no mercado internacional, com uma projeção para o ano de 2002 que assume o cenário atual de aumento da produção de painéis e redução nos custos por painel. (b) Evolução dos custos de painéis solares fotovoltaicos, por potência instalada, para um sistema completo interligado à rede elétrica pública e interligado a residências ou prédios urbanos. (c) Evolução dos custos de painéis solares fotovoltaicos, por energia fornecida, para um sistema completo interligado à rede elétrica pública e interligado a residências ou prédios urbanos.

De mais de US\$100,00/Wp, nos anos 70, os custos podem alcançar até US\$1,50/Wp, segundo projeções extremamente otimistas de Maycock, 1997, para o ano de 2002. Um sistema fotovoltaico completo, quando interligado ao sistema energético, conforme um exemplo

de caso apresentado por Maycock, 1998, deve alcançar custos da ordem de US\$3,00/Wp e US\$0,08/kWh em 2002, segundo as projeções desse autor. Essa redução nos custos é devida em parte ao aumento da produção mundial de células solares fotovoltaicas que, incluindo todas as tecnologias disponibilizadas, registrou a produção de mais de 120MWp em 1997.

Os aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte, por sua vez, apresentam custos específicos que dependem de uma grande quantidade de fatores, desde topográficos até logísticos. Esses custos usualmente variam entre aproximadamente R\$800,00/kW ou R\$900,00/kW até cerca de R\$1.600,00/kW instalado.

Segundo Kieling, 2001, duas microcentrais construídas recentemente no Rio Grande do Sul, com 750kW cada uma, custaram respectivamente R\$1.466,67/kW e R\$ 1.600,00/kW, enquanto outra com 100kW custou R\$1.500,00/kW. Kieling cita ainda um quarto aproveitamento com 500kW de capacidade, que custou R\$900,00/kW. Segundo a CEEE, 2001, uma microcentral construída recentemente em Jóia (RS), com 50kW, custou R\$1.640,00/kW, enquanto outras duas construídas em São Francisco de Paula (RS), com 20kW e 30 kW, custaram em conjunto R\$1.460,00/kW.

Considerando uma vida útil de 20 anos e um fator de carga de 0,55, conforme recomendado pela Eletrobrás, [1999], em seu manual de projetos de PCHs, e desprezando os custos de manutenção, as usinas citadas por Kieling resultariam respectivamente em custos de R\$15,22/MWh, R\$16,60/MWh, R\$15,57/MWh e R\$9,34/MWh para a energia gerada. Do mesmo modo, as usinas citadas pela CEEE resultariam respectivamente em custos de R\$17,02/MWh para a primeira e R\$15,15/MWh para as outras duas.

O trabalho de Kellogg et alii, 1998, citado no capítulo anterior, compara custos de sistemas baseados unicamente em energias solar fotovoltaica e eólica com os de um sistema híbrido baseado nessas duas fontes, sendo que este último resultou em custos por energia gerada menores que os de um sistema baseado em energia solar fotovoltaica e maiores que os de um sistema baseado em energia eólica. É razoável supor que o mesmo aconteça em um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, de modo que os custos por energia gerada deve se situar entre aproximadamente R\$10,00/MWh a R\$15,00/MWh e R\$220,00/MWh⁵. E é razoável afirmar ainda que, mantidas as tendências de redução de custos dos aproveitamentos fotovoltaicos, certamente em um intervalo de tempo não muito longo, os aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos devem alcançar competitividade técnica e econômica em várias aplicações.

⁵ Obtido a partir do valor de US\$0,08/kWh, da FIGURA 2. 3 (c), considerando US\$1,00≈R\$2,20 (abril de 2001).

O sistema da FIGURA 2. 4 é bastante mais complexo, na medida em que envolve a operação em paralelo de um gerador de *ca* e um dispositivo de conversão de potência. Não foram encontradas referências bibliográficas sobre sistemas idealizados dessa maneira, mas foram encontradas algumas referências versando sobre a operação de sistemas fotovoltaicos interligados às redes de distribuição, citadas na seção 2. 3.

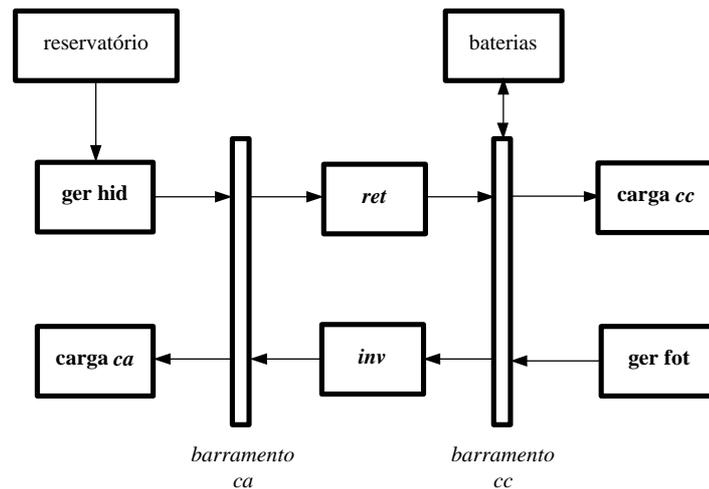


FIGURA 2. 4. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *ca*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc* e em *ca*.

Nesse sistema, a frequência do barramento de *ca* pode ser mais facilmente fixada se for considerada como sendo a frequência de saída do gerador hidrelétrico, quando este estiver em funcionamento. Se o gerador for síncrono, então o inversor poderá operar com frequência de saída aproximadamente constante e igual a do gerador.

Se o gerador hidrelétrico contiver um gerador de indução auto excitado, então o inversor poderá operar com frequência de saída variável e com valor instantâneo igual à frequência de saída do gerador de indução. Nesta configuração, é possível que o controle sobre a frequência de saída do inversor possibilite em certas condições algum controle sobre a frequência do gerador e conseqüentemente sobre a frequência do barramento.

Esse sistema não apresenta limitações de potência. As correntes no barramento de *cc* certamente serão da ordem das maiores correntes fornecidas pelos módulos fotovoltaicos. No barramento de *ca* as tensões podem ser maiores, definidas pelo gerador hidrelétrico. Os dois conversores de potência podem ser substituídos por um dispositivo com dois sentidos de operação.

As cargas podem ser em *ca*, ou combinações de cargas em *ca* e *cc*, mas nas figuras são representadas apenas cargas em *ca*. Uma delas pode ser um sistema de bombeamento de água,

elevando água da saída do gerador hidrelétrico ao reservatório de acumulação, conforme mostrado na FIGURA 2. 5.

O acréscimo dessa carga não alteraria substancialmente a estratégia formulada, mas poderia influenciar o dimensionamento do reservatório. Entretanto, o sistema como um todo resultaria com rendimento final bastante baixo, apesar dos sistemas fotovoltaicos de bombeamento apresentarem uma rápida evolução nos últimos anos [Fraidenraich et alii, 1999].

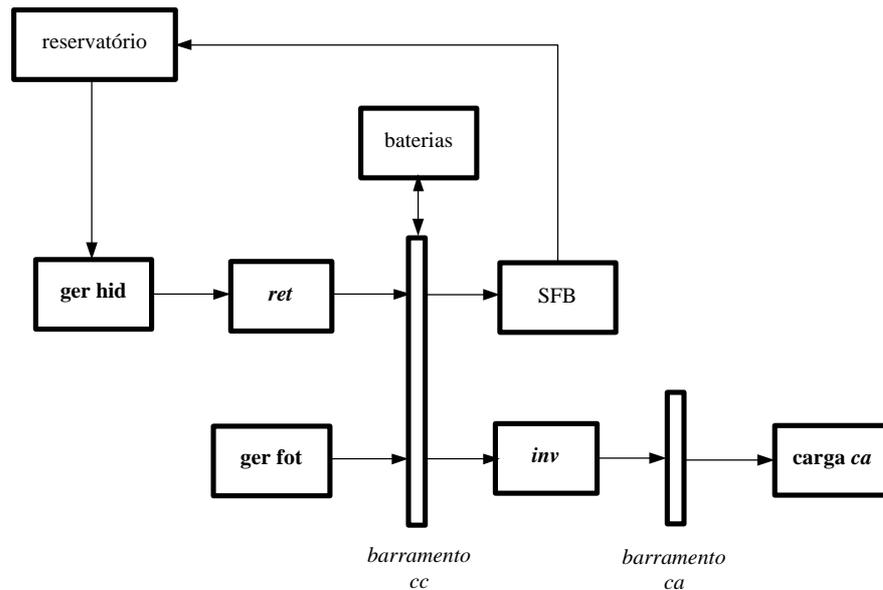


FIGURA 2. 5. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *cc*, com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *ca*, e contendo um sistema fotovoltaico de bombeamento (SFB) como carga, elevando água turbinada novamente para o reservatório de acumulação.

Uma aparente simplificação desse sistema poderia consistir em um gerador hidrelétrico alimentando cargas em *ca* e um gerador fotovoltaico alimentando exclusivamente um sistema de bombeamento. A operação desse sistema pode ser mais complexa que a do sistema da FIGURA 2. 4, na medida em que os geradores operariam de modo independente.

O gerador fotovoltaico idealizado dessa maneira pode então ser colocado em paralelo com o gerador hidrelétrico no barramento de *ca*. Com essa opção, deixa-se de enfrentar o problema de colocação em paralelo de uma máquina elétrica com um conversor de potência baseado em dispositivos de estado sólido, para enfrentar o problema (mais simples) de colocação em paralelo de duas máquinas elétricas.

Uma combinação interessante pode ser obtida com a utilização do gerador fotovoltaico para acionamento de um motor de *cc* acoplado a um gerador de indução ou a um gerador síncrono. Essas máquinas funcionariam como um conversor eletromecânico de potência. A instalação da Northern Power Systems, 1998, na ilha de Marajó, no Brasil, e os trabalhos de Al-

ghuwainem, 1996a e 1996b, no exterior, sugerem essa alternativa, discutindo o desempenho e o controle do sistema.

O sistema da FIGURA 2. 5 apresenta as mesmas limitações que os dois primeiros, na medida em que os dois geradores estão conectados ao barramento de *cc*. Já o sistema da FIGURA 2. 6 é muito semelhante ao terceiro (FIGURA 2. 4), praticamente sem limitações de potência, já que as correntes fornecidas pelos geradores se somam no barramento de *ca*.

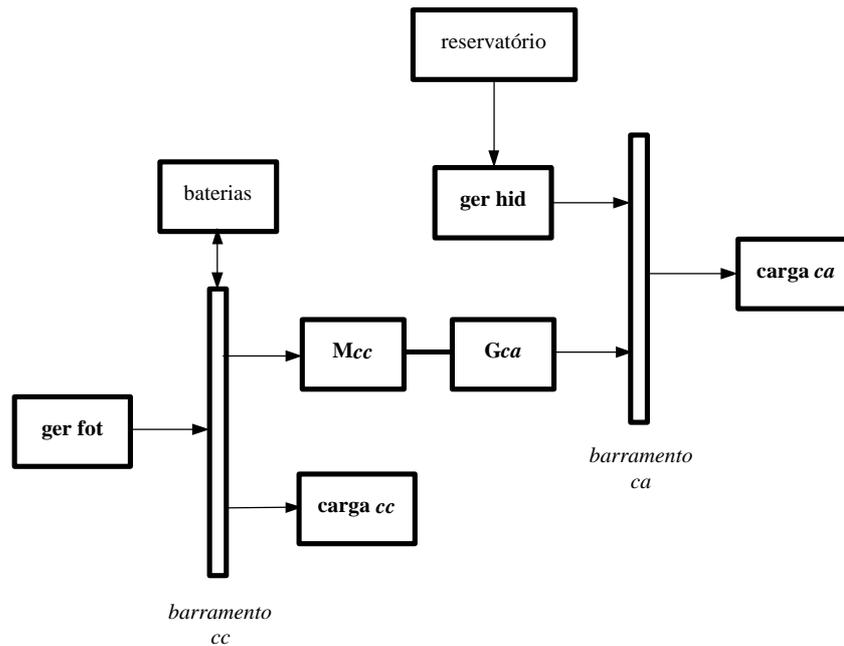


FIGURA 2. 6. Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com dois barramentos, com os geradores operando em paralelo no barramento de *ca*, com conversão eletromecânica de potência (*Mcc*: motor de corrente contínua, *Gca*: gerador de corrente alternada), com armazenamento de energia em reservatório de acumulação e em baterias, fornecendo suprimentos em *cc* e em *ca*.

Em todas as configurações mostradas, a passagem de corrente do barramento de *ca* para o de *cc*, realizada por retificação, deve ser “assistida” por um regulador, que desconecte as cargas, em caso de subcarga, e desconecte os geradores, em caso de sobrecarga, e adicionalmente efetue uma dissipação controlada da corrente para a bateria que ultrapasse seus limites de carga.

2. 2. O sistema em estudo.

O sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico que é objeto deste trabalho será estudado na configuração representada na FIGURA 2. 2 e é constituído por: (1) um aproveitamento hidrelétrico, em que o equipamento para conversão de energia hidráulica em energia elétrica, sob a forma

de *ca*, consiste de uma bomba operada como turbina e de um gerador síncrono, e (2) um aproveitamento solar fotovoltaico, em que o equipamento para conversão de energia solar em energia elétrica, sob a forma de *cc*, consiste de um arranjo de módulos fotovoltaicos.

Os dois aproveitamentos operam em paralelo para atender as demandas de um conjunto de cargas consumidoras de *ca*. Esse sistema pode ainda contar com um gerador convencional, para ser acionado no caso dos geradores se encontrarem indisponíveis (que não será considerado neste trabalho). O sistema contém dois barramentos, um de *ca* e outro de *cc*, transformadores para adequar as respectivas tensões, e dispositivos para conversão de potência para permitir a conexão desses barramentos.

As principais grandezas relacionadas ao gerador hidrelétrico (que inclui a turbina hidráulica e o gerador elétrico) são a altura de queda H [m], a vazão Q [m³/s], a rotação n [rpm], o torque disponibilizado no eixo M [N.m], a tensão V_h [V], a corrente I_h [A] e a frequência F_h [Hz] nos terminais da máquina elétrica. Ao gerador fotovoltaico são a tensão V_f [V], a corrente I_f [A] e a área de coleção do conjunto de módulos fotovoltaicos A_f [m²].

As grandezas relacionadas ao banco de baterias são a tensão V_{bat} [V] e a corrente I_{bat} [A]. Ao inversor, as tensões de entrada V_{ie} [V] e de saída V_{is} [V], as correntes de entrada I_{ie} [A] e de saída I_{is} [A] e a frequência de saída F_i [Hz]. E ao retificador, as tensões de entrada V_{re} [V] e de saída V_{rs} [V] e as correntes de entrada I_{re} [A] e de saída I_{rs} [A].

As cargas consumidoras podem compor um conjunto de cargas em *cc* e cargas em *ca*. Então, as grandezas relacionadas às cargas em *cc* são a tensão V_{cc} [V] e a corrente I_{cc} [A], enquanto as grandezas relacionadas às cargas em *ca* são a tensão V_{ca} [V], a corrente I_{ca} [A] e a frequência F_c [Hz].

A FIGURA 2. 7 mostra o mesmo sistema da FIGURA 2. 2, agora com a indicação de algumas das principais grandezas físicas relacionadas a cada componente. A figura mostra uma representação em blocos do sistema em estudo e uma representação do circuito elétrico, e resume as grandezas apresentadas e a discussão a seguir.

A tensão nos terminais do gerador hidrelétrico (V_h), devidamente rebaixada, se necessário, e retificada, resultando na tensão de saída do retificador (V_{rs}), bem como as tensões nos terminais do gerador fotovoltaico (V_f) e de entrada no inversor (V_{ie}) e das cargas em *cc* (V_{cc}), podem ser consideradas iguais à tensão no barramento de *cc*, denominada como V_c . Essa tensão é determinada pelo estado de carga do banco de baterias (à qual está associada a tensão V_{bat}). Da mesma forma, as tensões de saída do inversor (V_{is}) e das cargas consumidoras de *ca* (V_{ca}) podem ser consideradas iguais a uma tensão denominada como V_a .

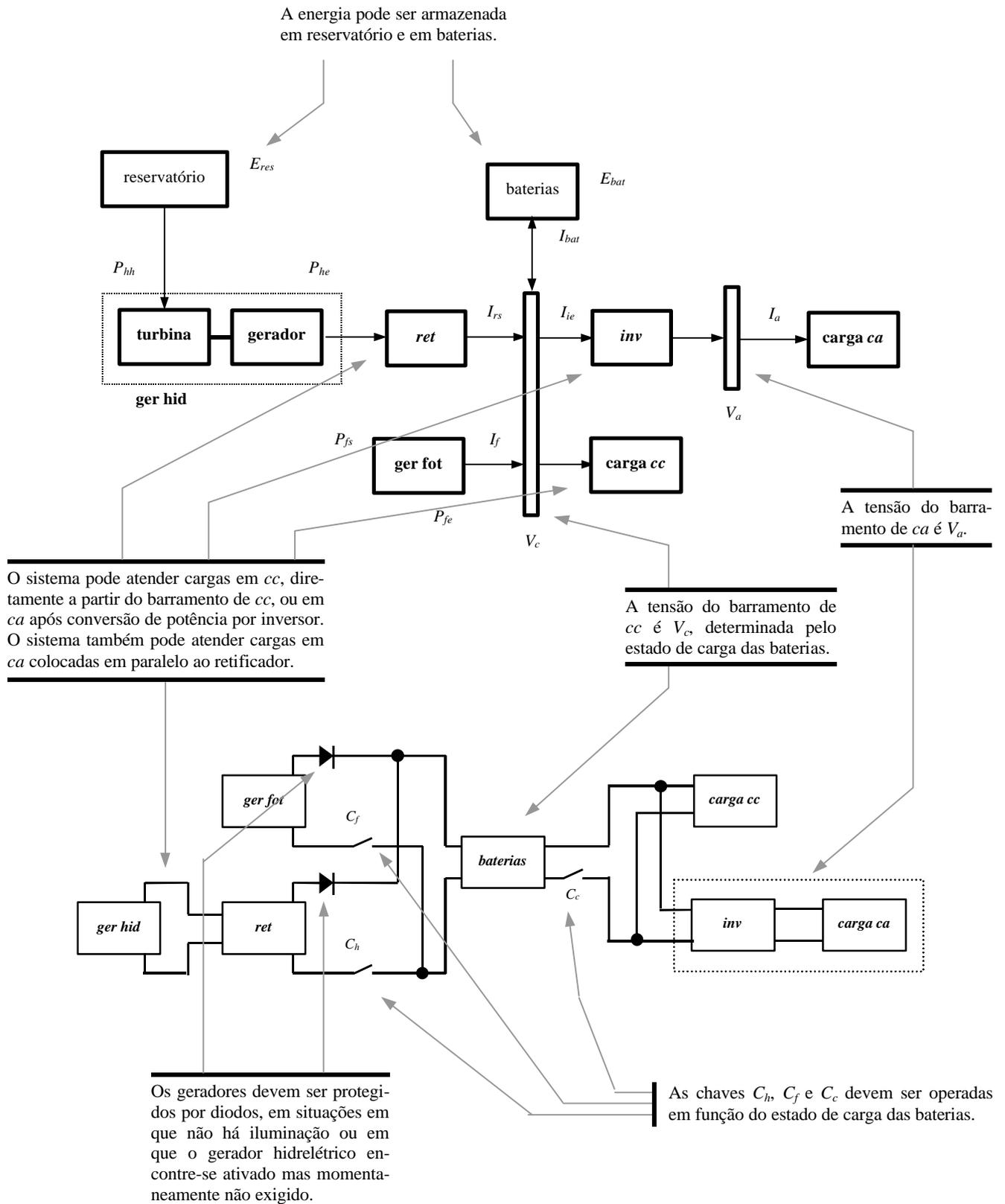


FIGURA 2. 7. Representações esquemáticas do sistema em estudo, com indicação de algumas das principais grandezas físicas relacionadas a cada componente. Convenções: *ger hid*: gerador hidrelétrico, *ger fot*: gerador fotovoltaico, *ret*: retificador, *inv*: inversor, C_f , C_h , C_c : chaves para conexão ou desconexão dos geradores e das cargas, em função do estado de carga das baterias.

Usualmente, os componentes do barramento de *cc* são localizados próximos uns dos outros, para reduzir perdas no cabeamento, já que as tensões adotadas costumam ser baixas. Os componentes do barramento de *ca*, cujas tensões costumam ser mais altas, podem ser localizados relativamente distantes uns dos outros, fazendo com que as tensões V_{is} e V_{ca} assumam valores diferentes. Nesta tese, entretanto, as perdas serão desprezadas e essas tensões consideradas iguais à tensão V_a .

No sistema da FIGURA 2. 2, a frequência de saída do gerador hidrelétrico (F_h) depende da operação da máquina elétrica que o compõe, e as frequências de saída do inversor (F_i) e das cargas consumidoras (F_c) podem ser consideradas constantes e iguais (em princípio a 60Hz), dependendo da configuração do inversor. Nos sistemas da FIGURA 2. 4 e da FIGURA 2. 6 essas frequências dependem respectivamente da interação do gerador hidrelétrico com o inversor e com o conversor eletromecânico.

A corrente das baterias (I_{bat}) é negativa em caso de carga e positiva em caso de descarga e é igual à soma das correntes dos geradores hidrelétrico [rebaixada e retificada (I_{rs})] e fotovoltaico (I_f), menos a corrente consumida pelo inversor (I_{ie}) e pelas cargas em *cc* (I_{cc}). A corrente I_{ie} , deve ser elevada e “invertida” atender às cargas (I_{ca} , que é igual à corrente de saída do inversor, I_{is}).

A potência hidráulica disponível na entrada da máquina primária, P_{hh} [W], pode ser calculada pela expressão:

$$P_{hh} = \gamma Q H , \quad (2. 1)$$

onde γ [N/m³] é o peso específico da água, e a potência mecânica disponível em seu eixo, P_{hm} [W], pelas expressões:

$$P_{hm} = 2\pi M n , \quad P_{hm} = P_{hh} h_t , \quad (2. 2)$$

onde h_t é o rendimento da turbina. Essa potência pode ser considerada a potência de entrada no gerador, caso as máquinas tenham eixos solidários. Em caso contrário, as duas máquinas certamente apresentarão rotações diferentes e a conexão implicará em perdas de energia.

A potência elétrica disponível na saída do gerador hidrelétrico, P_{he} [VA], pode ser calculada pelas expressões:

$$P_{he} = V_h I_h , \quad P_{he} = P_{hm} h_g = P_{hh} h_t h_g , \quad (2. 3)$$

onde h_g é o rendimento do gerador. O rendimento do aproveitamento hidrelétrico, h_h , pode ser calculado por:

$$h_h = h_t h_g . \quad (2.4)$$

A tensão V_h certamente deverá ser rebaixada antes de chegar ao retificador. A potência em (2.3) é a potência elétrica aparente. O fator de potência ($\cos f$) permite definir as parcelas dessa potência⁶ que são respectivamente ativa (P_{heA} [W]) e reativa (P_{heR} [VA]). Essas parcelas podem ser calculadas pelas expressões:

$$P_{heA} = P_{he} \cos f \quad e \quad P_{heR} = P_{he} \sen f , \quad (2.5)$$

ou ainda por:

$$P_{he}^2 = P_{heA}^2 + P_{heR}^2 , \quad P_{he} = P_{heA} + P_{heR} i , \quad (2.6)$$

onde i é a unidade imaginária. Se o fator de potência for igual a um, correspondente a cargas puramente resistivas (como é o caso deste trabalho), a potência aparente é totalmente ativa, e a parcela reativa é nula. Nesse caso, a potência aparente pode ser expressa em Watts.

A energia armazenada em reservatório será denominada como E_{res} [Wh], e a capacidade máxima desse reservatório como E_{resT} [Wh]. No caso de aproveitamento a fio d'água a altura H permanece constante e igual ao valor nominal da turbina. Em caso contrário, a altura H dependerá do volume armazenado, V_{res} [m³].

A potência solar disponível ao gerador fotovoltaico, P_{fs} [W], pode ser calculada por:

$$P_{fs} = P_s A_f \quad (2.7)$$

onde P_s [W/m²] é a intensidade de radiação solar incidente sobre os módulos por unidade de área, e a potência elétrica disponibilizada na saída, P_{fe} [W], por:

$$P_{fe} = V_f I_f \quad P_{fe} = P_{fs} h_f \quad (2.8)$$

onde h_f pode ser visto como a eficiência do arranjo de módulos fotovoltaicos. A tensão V_f pode ser considerada igual à tensão V_c , determinada pelo banco de baterias.

A potência elétrica com que o banco de baterias é carregado ou descarregado, P_{bat} [W], pode ser calculada pela expressão:

⁶ Considerando, é claro, que o gerador seja uma máquina de *ca*.

$$P_{bat} = V_{bat} I_{bat} \quad (2.9)$$

onde a tensão é definida pelo estado de carga e pelo regime de carga das baterias, e a corrente pode ser positiva, no caso de descarga, ou negativa, no caso de carga.

A capacidade de uma bateria é usualmente expressa como o produto da corrente que flui durante a descarga da mesma pelo tempo em que seus terminais mantenham uma tensão acima de um valor mínimo estabelecido para cada corrente (que caracteriza a descarga total da bateria). Se o tempo de descarga for de 20 horas (valor normalmente usado) e a corrente for I_{batT} [A], pode-se definir a capacidade, E_{batT} [Wh], pela equação:

$$E_{batT} = 20 V_{bat n} I_{batT} \quad (2.10)$$

onde $V_{bat n}$ [V] é a tensão nominal da bateria.

O estado de carga de uma bateria pode ser caracterizado por uma relação entre a energia acumulada e a sua capacidade máxima, através da expressão:

$$SOC = \frac{E_{bat}}{E_{batT}}, \quad (2.11)$$

onde *SOC* vem da expressão em inglês *state of charge*, que será adotada neste trabalho.

O modelo de Macomber, discutido por Moura, 1996, é baseado na expressão:

$$V_{bat} = V_{bat r} - \frac{I_{bat}}{Ah} \left[\frac{0,189}{SOC} + R_{bat} \right] \quad (2.12)$$

para o cálculo da tensão durante a descarga, e na expressão:

$$V_{bat} = V_{bat r} - \frac{I_{bat}}{Ah} \left[\frac{0,189}{1,142 - SOC} + R_{bat} \right] + (SOC - 0,9) \ln \left(\frac{300 I_{bat}}{Ah} + 1 \right) \quad (2.13)$$

para o cálculo da tensão durante a carga, válidas para cada elemento de 2V nominais. Nessas equações, $V_{bat r}$ [V] é a tensão de repouso, R_{bat} [W] é a resistência interna da bateria e Ah [Ah] é a capacidade da bateria em regime de descarga. O fator 0,189 representa a resistência interna devido à polarização. O terceiro termo da equação para a tensão de carga deve ser incluído apenas se os dois primeiros termos somarem mais que 2,2V. A tensão de repouso é determinada pela expressão:

$$V_{bat\ r} = 2,094[1 - 0,001(T - 25)] + 0,138(SOC - 1) \quad (2.14)$$

e a resistência interna pela expressão:

$$R_{bat} = 0,15[1 - 0,02(T - 25)] \quad (2.15)$$

onde T [°C] é a temperatura. Quando a bateria estiver em repouso, em circuito aberto, e se as placas forem de PbCa, o estado de carga decrescerá de acordo com a expressão:

$$SOC = SOC_i \cdot \exp(-kt) \quad (2.16)$$

onde SOC_i [1] é o estado de carga conhecido no instante em que o circuito que contém a bateria é aberto, t [s] é o tempo medido a partir do repouso e k [s⁻¹] é um parâmetro dado por:

$$k = 1,08 \cdot \exp\left(\frac{-4400}{T + 273}\right) \cdot 10^6 \quad (2.17)$$

As potências elétricas na entrada e na saída do retificador, P_{re} [W] e P_{rs} [W], respectivamente, podem ser calculadas por:

$$P_{re} = V_{re} I_{re} \quad (2.18)$$

$$P_{rs} = V_{rs} I_{rs} \quad (2.19)$$

e relacionadas por:

$$P_{rs} = P_{re} h_r \quad (2.20)$$

onde h_r é o rendimento do retificador. A tensão de entrada do retificador é a tensão fornecida pelo gerador hidrelétrico, devidamente rebaixada. A tensão de saída deve se aproximar da tensão do banco de baterias, V_{bat} .

As potências elétricas na entrada e na saída do inversor, P_{ie} [W] e P_{is} [W], respectivamente, podem ser calculadas por:

$$P_{ie} = V_{ie} I_{ie} \quad (2.21)$$

$$P_{is} = V_{is} I_{is} \quad (2.22)$$

e relacionadas por:

$$P_{is} = P_{ie} \mathbf{h}_i \quad (2.23)$$

onde \mathbf{h}_i é o rendimento do inversor. A tensão de entrada do inversor é a tensão do barramento de cc , V_c , enquanto a tensão de saída, que é igual à tensão do barramento de ca , V_a , deve certamente ser elevada para se aproximar da tensão nominal das cargas, V_{cc} , mostrada a seguir.

A potência elétrica consumida pelas cargas, P_c [W], pode ser determinada por:

$$P_c = P_{cc} + P_{ca} = V_{cc} I_{cc} + V_{ca} I_{ca} \quad (2.24)$$

onde as tensões V_{cc} e V_{ca} são iguais respectivamente às tensões dos barramentos de cc e de ca , que por sua vez são iguais às tensões V_{bat} e V_{is} , e as correntes I_{cc} e I_{ca} podem ser determinadas a partir das seguintes equações para as parcelas da potência consumida:

$$P_{cc} = \frac{P_{ie}}{\mathbf{h}_i} = \frac{P_{he}}{\mathbf{h}_r} + P_{fs} + P_{bat} \quad (2.25)$$

$$P_{ca} = \frac{P_{ie}}{\mathbf{h}_i} = \frac{P_{he}}{\mathbf{h}_r} + P_{fs} + P_{bat} \quad (2.26)$$

que refletem o balanço energético do sistema em estudo e é fundamental nas simulações computacionais apresentadas no próximo capítulo.

As grandezas apresentadas podem ser resumidas pela TABELA 2. 1.

TABELA 2. 1. Quadro resumo das principais grandezas físicas relacionadas a cada componente do sistema em estudo.

Componente do sistema	Entrada	Saída
Gerador hidrelétrico (eficiência: $\mathbf{h}_h = \mathbf{h}_r, \mathbf{h}_g$)	Potência P_{hh} altura H , vazão Q	Potência P_{he} tensão V_h , corrente I_h
Gerador fotovoltaico (eficiência: \mathbf{h}_f)	Potência por unidade de área P_s	Potência P_{fe} tensão V_f , corrente I_f
Baterias (eficiência: \mathbf{h}_{bat})	Potência $P_{bat c}$ tensão $V_{bat c}$, corrente $I_{bat c}$	Potência $P_{bat d}$ tensão $V_{bat d}$, corrente $I_{bat d}$
Retificador (eficiência: \mathbf{h}_r)	Potência P_{re} tensão V_{re} , corrente I_{re}	Potência P_{rs} tensão V_{rs} , corrente I_{rs}
Inversor (eficiência: \mathbf{h}_i)	Potência P_{ie} Tensão V_{ie} , corrente I_{ie}	Potência P_{is} Tensão V_{is} , corrente I_{is}

As energias correspondentes às potências enunciadas acima podem ser calculadas por uma integração simples ao longo do intervalo de tempo de interesse. O cálculo de energia pode ser realizado em bases anuais, semestrais, estacionais, mensais ou diárias.

2. 3. Aproveitamentos hidrelétricos.

Nesta seção discutem-se rapidamente alguns tópicos relacionados a aproveitamentos hidrelétricos. No sistema em estudo, a energia disponibilizada pelo gerador hidrelétrico é inserida no barramento de *cc* através de um retificador (um conversor *ca/cc*).

A expressão *aproveitamento hidrelétrico* refere-se a aproveitamentos onde a energia hidráulica de um escoamento superficial de água é convertida em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica. Em algumas situações, bastante raras, a energia obtida do aproveitamento é utilizada na forma mecânica, sendo então o aproveitamento denominado mais adequadamente como *hidromecânico*.

Um aproveitamento hidrelétrico é constituído por um escoamento superficial de água, que constitui-se na fonte de energia, uma barragem ou uma estrutura para tomada de água, tubulações para condução de água até as máquinas, uma máquina motriz (a turbina hidráulica), uma máquina geratriz (o gerador elétrico), um sistema de controle e de proteção dos equipamentos, uma estrutura para restituição da água ao leito original do escoamento, a carga consumidora e o cabeamento elétrico para transporte e distribuição da energia elétrica gerada.

No caso deste trabalho, serão empregados uma bomba centrífuga em modo reverso como máquina primária e um gerador síncrono equipado com regulador eletrônico de tensão. O emprego de bomba como turbina já foi objeto de estudo anterior [Beluco, 1994, Beluco et alii, 1996, Homrich et alii, 1994], e pode incorrer em reduções nos custos de instalação em até mais de 60% se comparados com equipamentos tradicionais.

A construção de uma barragem permite o armazenamento de energia no reservatório e viabiliza um suprimento permanente de água para o aproveitamento, regularizando a vazão utilizada para geração de energia, além de permitir, dentro de certos limites, o aumento do desnível topográfico. O reservatório ainda pode ser utilizado, dependendo de suas dimensões, para abastecimento de água, para transporte, para piscicultura etc.

Os reservatórios de acumulação são utilizados em usinas de médio e grande porte. Em aproveitamentos de pequeno porte, costumam ser viáveis somente reservatórios de capacidade reduzida. Um aproveitamento a fio d'água, por outro lado, exige apenas a construção de uma

estrutura que permita o desvio de água para as tubulações, sendo usualmente idealizado para operar com a vazão igualada ou superada em 95% do tempo.

A energia potencial armazenada em um reservatório, por exemplo, com nível de água 100 metros acima da casa de máquinas, situa-se em torno de 1kJ/kg [Twidell e Weir, 1986]. Essa densidade de energia é relativamente baixa quando comparada com outros tipos de acumuladores, como as baterias automotivas, mas a energia total que pode ser armazenada pode atingir valores bastante altos.

Os aproveitamentos hidrelétricos podem operar interligados a um sistema energético ou de modo independente. Em funcionamento interligado, o gerador deve operar sincronizado com o sistema ao qual fornece energia. Os valores instantâneos de tensão e frequência devem ser mantidos em um intervalo bastante pequeno em torno dos respectivos valores nominais, para atender aos requisitos de qualidade do sistema energético.

Os geradores síncronos exigem um controle bastante seguro de rotação, executado através de um conjunto de pás, interno às turbinas⁷, para controle de vazão. Um sistema hidropneumático pode ser usado para perceber variações na rotação e realizar correções adequadas na vazão através de variações no ângulo dessas pás. As correções efetuadas na vazão permitem manter constante o valor nominal de rotação e, conseqüentemente, de frequência. Por sua vez, o valor nominal de tensão pode ser mantido por um sistema eletrônico clássico com retroalimentação, que regula a corrente nos enrolamentos do rotor.

Um aproveitamento hidrelétrico idealizado para operar de modo independente exige uma regulação que pode ser mais simples, na medida que deve atender basicamente cargas de iluminação ou pequenos acionamentos mecânicos. Nessas condições podem ser toleradas flutuações de tensão e frequência de até 10%.

Entretanto, as máquinas e os sistemas de controle tradicionalmente empregados em μ CHs mostram-se excessivamente sofisticados e caros, por consistirem em miniaturizações de equipamentos adequados a aproveitamentos de grandes dimensões, sem considerar as características próprias de aproveitamentos de pequeno porte.

Os equipamentos de mercado são bastante mais simples e suas instalação, manutenção e operação podem ser facilitadas por serem produzidos e comercializados em grande número. É necessário idealizar uma estratégia de operação adequada às características particulares dessas máquinas, que permita manter os valores instantâneos de tensão e frequência restritos a

⁷ A utilização de uma bomba como turbina exige alguns cuidados com o controle de vazão, na medida em que não é equipada com pás internas para controle.

um intervalo aceitável em torno de seus respectivos valores nominais. As bombas centrífugas logicamente não apresentam um sistema de controle de vazão como as turbinas, e os motores de indução por um lado dispensam um controle tão rígido de rotação (quanto os geradores síncronos) mas por outro lado apresentam um comportamento bastante complexo.

As bombas centrífugas operando como turbinas apresentam um comportamento estático que pode ser descrito através de curvas apresentadas conforme STEPANOFF (1967) ou conforme KITTREDGE (1961), entre outros. O primeiro apresenta curvas características completas para o funcionamento de bombas, enquanto o segundo apresenta curvas específicas para o funcionamento como bomba e para o funcionamento como turbina. Basicamente, apresentam rendimentos semelhantes em operação como bomba ou como turbina, sob mesma rotação, mas com valores de altura e de vazão maiores em operação como turbina em relação à operação como bomba.

Os motores de indução operando como geradores apresentam um comportamento estático que pode ser descrito de modo aproximado com o uso de um circuito elétrico equivalente [Say, 1989, Langsdorf, 1955]. Para o funcionamento como gerador interligado, a tensão e a frequência são fixadas pelo barramento ao qual a máquina está conectada, e a potência gerada deve ser controlada através da rotação. Para o funcionamento como gerador, a máquina exige suprimentos de potência reativa, que em operação interligada é obtida do barramento e em operação independente pode ser obtida de capacitores conectados em paralelo aos seus terminais. O funcionamento em modo auto excitado, conhecido há algumas décadas [Basset e Potter, 1935, Wagner, 1939 e 1941, Barkle e Ferguson, 1954], mostra-se complexo, na medida em que a tensão, a frequência e a potência ativa dependem da rotação e da potência reativa disponível para excitação. Basicamente, apresentam rendimentos semelhantes em operação como motor ou como gerador, apresentando também valores semelhantes de tensão terminal, de corrente no estator e de fator de potência (indutivo em operação como motor e capacitivo como gerador). A literatura mais recente apresenta vários métodos para determinação de seu desempenho em regime permanente [Chan, 1994, Hallenius et alii, 1991, Malik e Haque, 1986, Ouazene e McPherson, 1983] e em regime transitório [Grantham et alii, 1989]. A literatura também trata de situações especiais, como operação com carga não balanceada [Al-Bahrani, 1996] e sem controle sobre a máquina motriz [Bonert e Hoops, 1990, Chan, 1996].

No sistema em estudo, o gerador hidrelétrico é constituído por uma bomba empregada como turbina e por um gerador síncrono, e a energia disponibilizada é inserida em um barramento de *cc* com o uso de um retificador.

2. 4. Aproveitamentos fotovoltaicos.

Nesta seção, discutem-se rapidamente alguns tópicos relacionados a aproveitamentos fotovoltaicos. No sistema em estudo, a energia disponibilizada pelo gerador fotovoltaico é fornecida às cargas a partir de um barramento de *cc*, que também recebe contribuição de um aproveitamento hidrelétrico.

O uso de um inversor (um conversor *cc/ca*), utilizado também para disponibilizar *ca* a partir de módulos fotovoltaicos em funcionamento isolado, viabilizaria o atendimento de cargas consumidoras de *ca*.

A expressão *aproveitamento fotovoltaico* refere-se a aproveitamentos onde a energia solar é convertida diretamente em energia elétrica. Essa conversão é possível com a utilização de dispositivos fotossensíveis, que quando iluminados por radiação solar fornecem corrente elétrica. Essa corrente é função da radiação incidente instantânea e da tensão em seus terminais, definida pelo circuito ao qual esses dispositivos estão conectados, além da temperatura do dispositivo em menor escala.

Um aproveitamento fotovoltaico é composto por um arranjo de módulos solares fotovoltaicos, um banco de baterias, um sistema de controle e proteção dos módulos e das baterias, a carga consumidora e o cabeamento elétrico para conexão desses elementos e distribuição da energia gerada.

Um arranjo de módulos fotovoltaicos consiste em uma combinação de módulos individuais conectados em série ou em paralelo. Um módulo é uma combinação de células fotovoltaicas usualmente conectadas em série. Uma célula é o menor elemento nessa cadeia, constituída por uma lâmina de semicondutor dopado formando camadas tipo *P* e *N* com junção paralela à superfície.

As características macroscópicas essenciais de uma célula fotovoltaica podem ser descritas por um circuito equivalente [Lasnier e Ang, 1990, Twidell e Weir, 1986]. A potência máxima pode ser obtida pela definição de valores de tensão e de corrente localizados sobre uma linha de máxima potência, de acordo com variações de insolação e de carga. A utilização de modelos sofisticados, como o discutido por QUASCHNING e HANITSCH (1996), permite a descrição do comportamento de uma célula fotovoltaica em diversas condições de operação, além da previsão do desempenho de um arranjo de células sob efeito de sombreamento.

As células comerciais típicas, de silício, atingem rendimentos da ordem de 12 a 16%, enquanto células de arseneto de gálio têm permitido rendimentos um pouco maiores. Experimentos com células amorfas de silício têm apresentado aumentos de até 10% no rendimento, podendo viabilizar a construção de módulos com custos bastante reduzidos. Entretanto, o rendimento de um gerador fotovoltaico e a utilização eficiente da energia gerada depende em grande parte do circuito ao qual a célula está conectada e do tipo de estratégia de operação adotada.

O rendimento é limitado por uma série de fatores, alguns contornáveis e outros intrínsecos [Twidell e Weir, 1986]. Da radiação incidente, aproximadamente 56% é perdida em fótons com energia não aproveitável. Da parcela restante, aproximadamente 4% por reflexão na superfície, por ineficiência na absorção dos fótons incidentes e por sombreamento pela rede de elementos de superfície que coletam a corrente gerada; aproximadamente 20% por apenas uma parcela da diferença de potencial gerada pelos fótons absorvidos estar disponível para um circuito externo; e ainda 9% devido à resistência oferecida pela célula à passagem de corrente e outros efeitos.

Os aproveitamentos fotovoltaicos contêm bancos de baterias para adequar o perfil de demanda dos consumidores à disponibilidade energética. Essa estratégia de operação constitui-se em uma das mais eficientes estratégias para sistemas de geração baseados em fontes renováveis. As baterias mais empregadas são as de chumbo ácido. Uma bateria de chumbo ácido é constituída por células conectadas em série, constituídas por duas placas imersas em uma solução condutora. O comportamento de baterias pode ser descrito por vários modelos empíricos [Moura, 1996, Lasnier e Ang, 1990, Salameh, 1992, Twidell e Weir, 1986, Seeling Hochmuth, 1997].

Para essas baterias, a diferença de potencial entre as placas de uma célula é fixada usualmente em torno de 2V, e a densidade de energia armazenada é de aproximadamente 0,09MJ/kg [Twidell e Weir, 1986]. Essa densidade corresponde a cerca de 15% dos valores teóricos previstos, e alguns projetos mais cuidadosos (e caros) podem chegar a valores na ordem de 0,15MJ/kg [Twidell e Weir, 1986].

A diferença entre os valores teórico e prático para a densidade de energia, no caso de baterias de chumbo ácido, é devida principalmente a dois fatores. O primeiro está relacionado ao fato da bateria ser constituída também por uma série de outros materiais que não participam das reações de carga ou descarga de energia e que contribuem para redução da densidade de energia.

O segundo fator está relacionado à impossibilidade de se descarregar a bateria além de determinada parcela de sua capacidade teórica nominal. Se todo o chumbo fosse consumido, não restaria eletrodo para a reação reversa. Da mesma forma, se a concentração de ácido sulfúrico baixasse demais, o eletrólito perderia suas características de bom condutor.

Uma limitação adicional das baterias reais é a perda de chumbo que ocorre em cada ciclo de carga e descarga. É difícil que os cristais de PbSO_4 preencham todos os espaços originalmente ocupados pelo chumbo no eletrodo negativo. Em cada descarga, então, certa quantidade de PbSO_4 é perdida irreversivelmente e se acumula no fundo da célula.

É comum adotar em sistemas fotovoltaicos baterias automotivas, que para resistir aos esforços mecânicos durante o movimento têm seu eletrodo negativo composto de uma liga de chumbo antimônio [Twidell e Weir, 1986]. Infelizmente, o antimônio participa de uma reação que lenta mas irreversivelmente remove material ativo da bateria, reduzindo sua vida útil.

As baterias podem ser associadas em série, em paralelo, ou em ambas, para assegurar melhor performance e maior durabilidade. O trabalho de CASACCA et alii (1996) compara o desempenho de três configurações para um banco de baterias. O trabalho de CHIANG et alii (1996) analisa um sistema de armazenamento em baterias para atendimento de cargas em *ca*.

Os trabalhos de TRIPATHY (1997a, 1997b) e TRIPATHY et alii (1996) discutem a influência de dispositivos capacitivos e magnéticos supercondutores sobre a dinâmica de um sistema baseado em geradores eólicos e diesel. Esses trabalhos não consideram o emprego de baterias devido à sua baixa eficiência e sua curta vida útil quando comparadas a essas outras alternativas, além das exigências de manutenção.

Os aproveitamentos fotovoltaicos, na maioria das vezes, operam fornecendo suprimentos de *cc*. Entretanto, recentemente surgiram modelos equipados com inversores. No sistema em estudo, o emprego de inversores viabilizaria o atendimento de cargas em *ca*. Estes tipos de conversores, em geral, fornecem tensão com amplitude e frequência variáveis, onde a aplicação mais comum é o acionamento de motores de indução. Basicamente, em um inversor, uma tensão contínua é chaveada convenientemente de modo a produzir uma tensão alternada com determinada frequência. A amplitude da tensão alternada pode ser definida diretamente nesse processo, ou em um estágio posterior com o uso de transformadores.

Os aproveitamentos fotovoltaicos tipicamente operam de modo autônomo. Apenas recentemente foram intensificadas as pesquisas visando o interligamento de aproveitamentos fotovoltaicos à sistemas energéticos de grande porte [Chowdhury, 1992, Kaltschmitt et alii, 1991, Reismayr, 1991, Vachtsevanos et alii, 1989].

2. 5. A complementariedade entre as disponibilidades hídrica e solar.

O termo *complementariedade* pode ser interpretado como capacidade para servir de complemento. A expressão *complementariedade entre fontes de energia* refere-se então à capacidade de duas ou mais fontes em apresentarem disponibilidades energéticas complementares entre si. A complementariedade pode ocorrer no tempo, no espaço ou em ambos. E pode também ocorrer considerando-se uma mesma fonte ou entre fontes diferentes.

A complementariedade no espaço pode existir quando as disponibilidades energéticas de duas ou mais fontes se complementam ao longo de uma região. O livro de McVEIGH (1977) identifica a complementariedade entre as energia solar e eólica ao longo do território da Grã Bretanha.

A complementariedade no tempo pode existir quando as disponibilidades energéticas de duas ou mais fontes apresentam períodos que se complementam ao longo do tempo em uma mesma região. Foi encontrada apenas uma referência sobre o aproveitamento desse tipo de complementariedade.

A complementariedade também pode existir se for considerada a disponibilidade energética de apenas uma fonte ao longo de uma extensa região e ao longo do tempo. Como exemplo, pode ser citada a disponibilidade de energia hidráulica ao longo do território brasileiro, comentada como um dos argumentos em favor do interligamento dos sistemas energéticos Sul-sudeste e Norte-nordeste. É uma complementariedade no tempo e no espaço.

Não tendo sido localizados na literatura, após exaustiva pesquisa bibliográfica, índices que fossem apropriados para definir claramente e avaliar a complementariedade em todas as suas variantes, se desenvolve neste capítulo como uma das contribuições deste trabalho, definições que foram julgadas apropriadas para bem representar essas grandezas.

As disponibilidades energéticas de duas fontes, em determinado local, podem ser consideradas complementares no tempo se apresentarem períodos iguais e os seus respectivos valores mínimos (ou máximos) distantes entre si de um intervalo correspondente à metade desse período. Além disso, ainda devem apresentar valores médios iguais e relações iguais entre os seus respectivos valores máximos e mínimos.

As energias disponibilizadas por geradores em um sistema híbrido também podem ser consideradas complementares no tempo, mesmo que as disponibilidades não o sejam de uma forma completa. As disponibilidades aproveitadas podem apresentar uma complementarieda-

de imperfeita, e os geradores podem ser dimensionados de forma que as energias disponibilizadas apresentem valores médios iguais ao longo de um ano.

A FIGURA 2. 8 apresenta duas curvas senóides para exemplificar um caso de complementariedade. Essas duas curvas apresentam períodos iguais a 1 ano, valores médios iguais a 1, valores mínimos iguais a 0,8 e valores máximos iguais a 1,2. O valor mínimo da primeira curva está situado em 0,75ano e o valor mínimo da segunda em 0,25ano.

A complementariedade entre essas duas curvas pode ser caracterizada como perfeita, na medida em que os valores mínimos estão defasados entre si de um intervalo igual a 0,5ano (assim como os valores máximos), a diferença entre os valores máximos e mínimos é igual a 0,4, em ambos os casos, e os respectivos valores médios são iguais entre si.

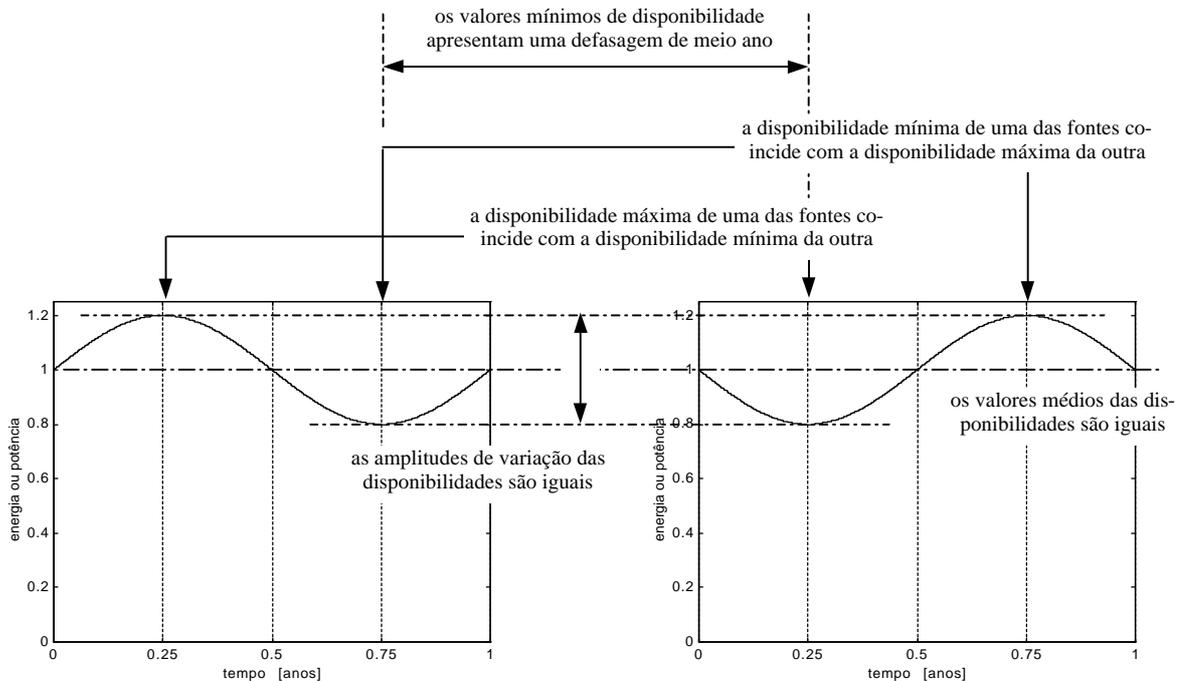


FIGURA 2. 8. Funções matemáticas que caracterizam as disponibilidades energéticas de duas fontes perfeitamente complementares ao longo de um ano.

A necessidade de avaliar o quanto duas funções que não são perfeitamente complementares se afastam da situação mostrada na FIGURA 2. 8 naturalmente leva à criação de índices matemáticos adimensionais, que considerem as características discutidas acima. Sem a intenção de esgotar o assunto, são sugeridos a seguir alguns índices para avaliar a complementariedade entre disponibilidades hídrica e solar que, em princípio, suprem as necessidades deste trabalho, e que podem também ser aplicados a outras situações. Esses índices devem assumir por definição valores no intervalo entre zero e um.

As duas funções apresentadas acima podem representar as disponibilidades energéticas de duas fontes, ou as energias disponibilizadas por dois geradores. Essas funções serão empregadas como exemplo para a elaboração de um índice de complementariedade, mas não devem em conjunto descrever as disponibilidades hídrica e solar em determinado local. A disponibilidade solar apresenta variações com períodos anuais e diários e sua descrição exige o desenvolvimento de uma função que reproduza esses efeitos. Uma função desenvolvida dessa forma é apresentada na seção 3.1, para ser utilizada nas simulações computacionais.

O índice de complementariedade, i_C , é então um índice elaborado para expressar o grau de complementariedade entre as disponibilidades de duas fontes de energia. Ele é definido de acordo com a equação abaixo e inclui a avaliação da defasagem no tempo, da relação entre as médias e entre as amplitudes.

$$i_C = i_t i_e i_a \quad (2.27)$$

Nessa equação, i_t é o índice de complementariedade no tempo, i_e é o índice de complementariedade entre os valores médios de disponibilidade energética e i_a é o índice de complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades energéticas.

O índice de complementariedade no tempo, i_t , é definido conforme a equação abaixo e avalia o intervalo de tempo entre os valores mínimos das disponibilidades das duas fontes de energia. Se esse intervalo corresponder à metade do período, o índice resultará na unidade. Se corresponder a zero, ou seja, se os valores mínimos coincidirem no tempo, o índice resultará nulo. Os valores intermediários guardam uma relação linear entre si.

$$i_t = \frac{|d_h - d_s|}{\sqrt{|D_h - d_h| |D_s - d_s|}} \quad \begin{array}{l} \lim_{d_h \rightarrow d_s} i_t = 0 \\ \lim_{d_h \rightarrow d_s + 6m} i_t = 1 \end{array} \quad (2.28)$$

Nesse índice, D é o dia correspondente ao valor máximo de disponibilidade, d é o dia correspondente ao valor mínimo de disponibilidade, e os subíndices h e s distinguem respectivamente as energias hídrica e solar. Essa expressão pode ser reescrita como:

$$i_t = \frac{|d_h - d_s|}{\sqrt{180 \cdot 180}} = \frac{|d_h - d_s|}{180}, \quad (2.29)$$

para facilitar as estimativas, supondo que as diferenças ($D-d$) sejam sempre iguais a meio ano.

O índice de complementariedade de energia, i_e , é definido abaixo e avalia a proporção entre os valores médios das funções de disponibilidade. Se os valores médios forem iguais, o índice deve resultar na unidade. Conforme sejam diferentes, o índice deve se afastar da unidade, tendendo a zero. Os valores intermediários também guardam uma relação linear entre si.

$$i_e = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_h - E_s}{E_h + E_s}\right)^2} \quad (2.30)$$

Nesse índice, E corresponde à energia total ao longo de um ano.

O desenvolvimento de uma expressão matemática para i_e é efetuado a partir de um coeficiente c_e , definido abaixo. Esse coeficiente varia entre 0 e 2, assumindo valor igual a 1 quando as energias E_h e E_s são iguais, igual a 0 quando E_h é muito maior que E_s e igual a 2 quando E_h é muito menor que E_s .

$$c_e = \frac{2}{1 + \frac{E_h}{E_s}} \quad \begin{array}{l} \lim_{E_h \gg E_s} c_e = 0 \\ \lim_{E_h \rightarrow E_s} c_e = 1 \\ \lim_{E_h \ll E_s} c_e = 2 \end{array} \quad (2.31)$$

O índice i_e deve associar o valor 0 às situações em que o coeficiente assume os valores 0 e 2 e associar o valor 1 à situação em que o coeficiente assume o valor 1. Isso é obtido efetuando as operações descritas abaixo.

$$i_e = 1 - \sqrt{\left(1 - \frac{2}{1 + \frac{E_h}{E_s}}\right)^2}, \quad \begin{array}{l} \lim_{\substack{E_h \gg E_s \\ E_h \ll E_s}} i_e = 0 \\ \lim_{E_h \rightarrow E_s} i_e = 1 \end{array} \quad (2.32)$$

O índice de complementariedade entre as amplitudes, i_a , é definido conforme a equação abaixo e avalia a relação entre as proporções dos valores máximos e mínimos das duas funções de disponibilidade energética. Se as diferenças forem iguais, o índice resultará na unidade. Conforme sejam diferentes, o índice se afasta da unidade, tendendo a zero, conforme a curva mostrada na FIGURA 2.9. Nesse índice, d corresponde a uma manipulação com a diferença entre os valores máximo e mínimo das disponibilidades energéticas. As diferenças d_h e d_s são obtidas das equações a seguir, onde E_d corresponde à energia diária, e o subíndice c

identifica as cargas consumidoras. Esse índice foi elaborado a partir das considerações apresentadas no apêndice A.

$$i_a = \frac{1}{2} \left[1 - \frac{(\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)^2}{(1 - \mathbf{d}_s)^2} \right] \cdot \{1 - \tanh[2^8(\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)]\} + \frac{1}{2} \left[\frac{(1 - \mathbf{d}_s)^2}{(1 - \mathbf{d}_s)^2 + (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)^2} \right] \cdot \{1 + \tanh[2^8(\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)]\} \quad (2.33)$$

$$\mathbf{d}_h = 1 + \frac{E_{dh\text{máx}} - E_{dh\text{mín}}}{E_{dc}}, \quad \mathbf{d}_s = 1 + \frac{E_{ds\text{máx}} - E_{ds\text{mín}}}{E_{dc}}. \quad (2.34)$$

O valor utilizado neste trabalho para \mathbf{d}_s , conforme o apêndice B, é 1,1496. O valor de \mathbf{d}_h pode variar bastante, em função da disponibilidade hídrica no local do aproveitamento e da capacidade instalada do gerador hidrelétrico, mas dificilmente assumirá valores do que os mostrados na FIGURA 2.9. Além disso, pela maneira como foi definido, nunca será menor que um, correspondente a uma situação em que o gerador hidrelétrico turбина sempre a mesma vazão, que apresenta um tempo de recorrência muito baixo, ou uma frequência muito alta.

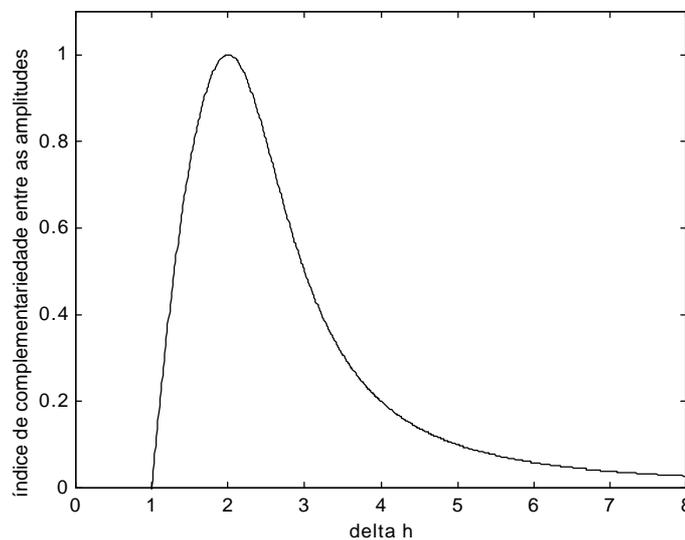


FIGURA 2.9. Comportamento do índice i_a , em função de \mathbf{d}_h , para \mathbf{d}_s igual a 2.

O índice de complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades energéticas é definido para incluir na avaliação a diferença entre as disponibilidades máxima e mínima das fontes de energia. No caso de uma das fontes não apresentar diferença de disponibilidade ao longo do período considerado, é impossível considerá-la para fins de complementariedade, resultando em índice i_a nulo. Se as duas fontes apresentarem as disponibilida-

des com a mesma diferença entre os respectivos valores máximo e mínimo, podem ser consideradas como complementares, devendo o índice atribuir-lhes valor máximo.

As funções da FIGURA 2. 8, utilizadas para a criação dos índices de complementariedade, podem ser utilizadas para descrever de modo idealizado a disponibilidade instantânea hídrica ou hidrelétrica e a disponibilidade máxima diária solar ou fotovoltaica. A descrição da disponibilidade instantânea solar ou fotovoltaica exige uma composição de três funções senóides, como descrito na seção 3. 2, para descrever os períodos anuais e diários consequentes dos movimentos da Terra em torno de seu eixo e em torno do Sol.

O cálculo dos índices em situações reais pode ser auxiliado por funções ajustadas pelo método dos mínimos quadrados com base em dados médios mensais. A FIGURA 2. 10 mostra dados de precipitação média mensal e de radiação solar média mensal incidente sobre uma superfície plana, obtidos na estação climatológica de Taquari da FEPAGRO. A mesma figura mostra, superpostas aos dados mensais, curvas ajustadas pelo método dos mínimos quadrados. O apêndice B apresenta gráficos como esse para as estações consideradas.

A curva ajustada para a disponibilidade solar, na FIGURA 2. 10, aproxima-se bastante da curva idealizada para a disponibilidade máxima diária, da FIGURA 2. 8. O mesmo não acontece com a disponibilidade hídrica, onde existe um segundo pico, de menor amplitude, aproximadamente na posição do vale na curva idealizada.

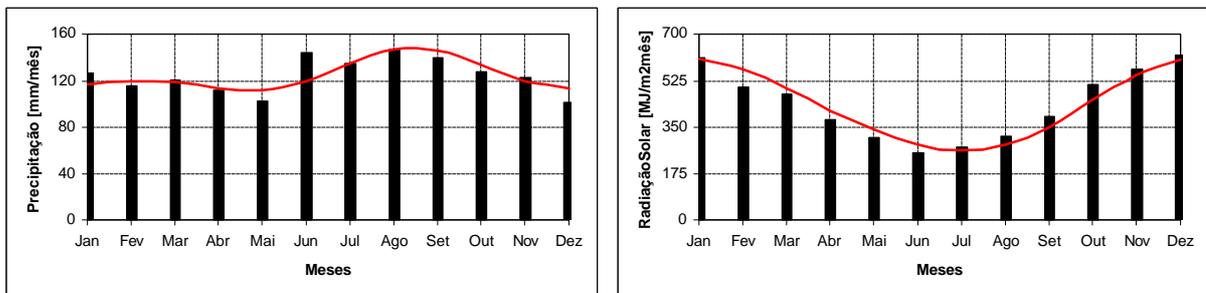


FIGURA 2. 10. Dados de precipitação média mensal e radiação solar incidente média mensal, para a estação climatológica da FEPAGRO, em Taquari, RS. Curvas ajustadas (sobrepostas aos dados apresentados) pelo método dos mínimos quadrados.

A intensidade média mensal de precipitação não dá uma boa informação de disponibilidade hídrica. Entretanto, nas menores bacias hidrográficas, as variações de vazão apresentam pouca defasagem em relação às variações de precipitação. Da mesma forma, as amplitudes de variação também se apresentam semelhantes. Obtêm-se, das curvas, o valor mínimo de disponibilidade hídrica, que ocorre entre janeiro e maio, onde o mês de janeiro mostra-se mais adequado, e o de disponibilidade solar, em julho, resultando em um índice de complementariedade no tempo igual a 1,00. A avaliação dos índices de complementariedade de energia e

entre as amplitudes não é possível a partir desses dados. Entretanto, uma avaliação expedita é efetuada para permitir a confecção dos mapas apresentados a seguir.

A determinação dos índices com base em dados de vazão pode ser efetuada da mesma forma, com base em uma curva ajustada para dados médios mensais. Certamente, o emprego de dados diários, tanto para disponibilidade hídrica quanto para disponibilidade solar, fornecerá melhores resultados! Na seção 3.4 são efetuadas avaliações de complementariedade para dados reais, coletados em uma estação fluviométrica de Praia dos Folgados, próxima ao município de Santa Cruz do Sul, RS.

Com o objetivo de apenas visualizar grandes áreas de aplicação dos resultados deste trabalho, os índices de complementariedade no tempo e entre as amplitudes, além do índice de complementariedade final, foram calculados para o Estado do Rio Grande do Sul a partir de uma base de dados mensais publicada pela Fundação Estadual de Pesquisas Agropecuárias [FEPAGRO, 1989 e 2000]. Foram considerados dados de disponibilidade hídrica (precipitação mensal) e de disponibilidade solar (radiação solar mensal incidente sobre uma superfície horizontal). Os resultados são mostrados respectivamente na FIGURA 2.11, na FIGURA 2.12 e na FIGURA 2.13. Este último foi elaborado supondo que o índice de complementariedade de energia assume valor unitário em todo o Estado. Os mapas mostram em linhas vermelhas algumas das maiores cidades gaúchas.

A malha de interpolação dos dados foi obtida com o método de Kriging, com o uso do *software* Surfer na versão 3.2, resultando em uma matriz de 1200 linhas por 1200 colunas. Nos três mapas foram construídas linhas de nível, sobrepostas a uma imagem elaborada em tons de cinza, de acordo com as escalas mostradas. Na FIGURA 2.11, foram construídas linhas de nível para valores de i_t entre 0,20 e 1,00, em intervalos de 0,20. Da mesma forma, na FIGURA 2.12 foram construídas linhas de nível para valores de i_a entre 0,60 e 1,00, em intervalos de 0,10. Por fim, na FIGURA 2.13 foram construídas linhas de nível para valores de i_C entre 0,20 e 1,00, em intervalos de 0,20.

Observa-se que aproximadamente 58% da área do Estado apresenta valores de i_t maiores que 0,60, correspondente a defasagens entre valores mínimos de disponibilidade maiores que 72 dias, apresentando seus melhores valores desde a região das minas, passando pela depressão central até a fronteira noroeste. Observa-se também que aproximadamente 50% da área do Estado apresenta valores de i_a maiores que 0,80, correspondente a diferenças de cerca de 50% entre as amplitudes de variação de disponibilidades hídrica e solar, apresentando seus melhores valores nos extremos leste e oeste. Por fim, aproximadamente 4,67% da área do Es-

tado apresenta valores de i_C maiores que 0,70, aproximadamente 45% maiores que 0,60 e cerca de 45% maiores que 0,50. Entretanto, observa-se claramente que a área mais apropriada, segundo o índice de complementariedade no tempo, não aparece como a mais apropriada segundo o índice de complementariedade entre as amplitudes. O índice de complementariedade final apresenta consequentemente valores intermediários nessa região, apresentando seus melhores valores na fronteira entre oeste e noroeste do Estado.

Conforme é mostrado mais adiante, os sistemas baseados em disponibilidades com maior complementariedade no tempo (que pode ser avaliada pelos índices propostos nesta seção), apresentam menos falhas no atendimento da demanda dos consumidores. Então, no mapa da FIGURA 2. 11 podem ser localizadas regiões onde ocorre melhor complementariedade entre as disponibilidades hídrica e solar.

Do mesmo modo, conforme é verificado mais adiante, pequenas diferenças na amplitude de variação das disponibilidades hídrica e solar também levam a sistemas com melhor desempenho. O mapa da FIGURA 2. 12 mostra as regiões com melhor índice de complementariedade entre as amplitudes e consequentemente, segundo este quesito, melhor desempenho no atendimento das demandas dos consumidores.

Nas regiões onde o índice de complementariedade no tempo não atinge valores satisfatórios, a condição de complementariedade pode ser atingida com o uso de um reservatório, que teria o efeito de aproximar a defasagem entre os mínimos de disponibilidade do valor de meio ano, sugerido como o valor ideal. E regiões com valores menores do índice de complementariedade no tempo certamente exigirão reservatórios com maior volume para acumulação para que o desempenho do sistema se aproxime daquele baseado em disponibilidades complementares.

Nas regiões com valores mais baixos desse índice, o desempenho de sistemas de geração também pode ser melhorado com o uso de reservatórios, que podem ser utilizados para melhorar a amplitude de variação da disponibilidade hídrica, aproximando-a do valor sugerido para uma complementariedade perfeita, que é o mesmo apresentado pela disponibilidade solar. E, da mesma forma, regiões com valores menores do índice de complementariedade entre as amplitudes certamente exigirão reservatórios com maior volume para melhorar o desempenho do sistema.

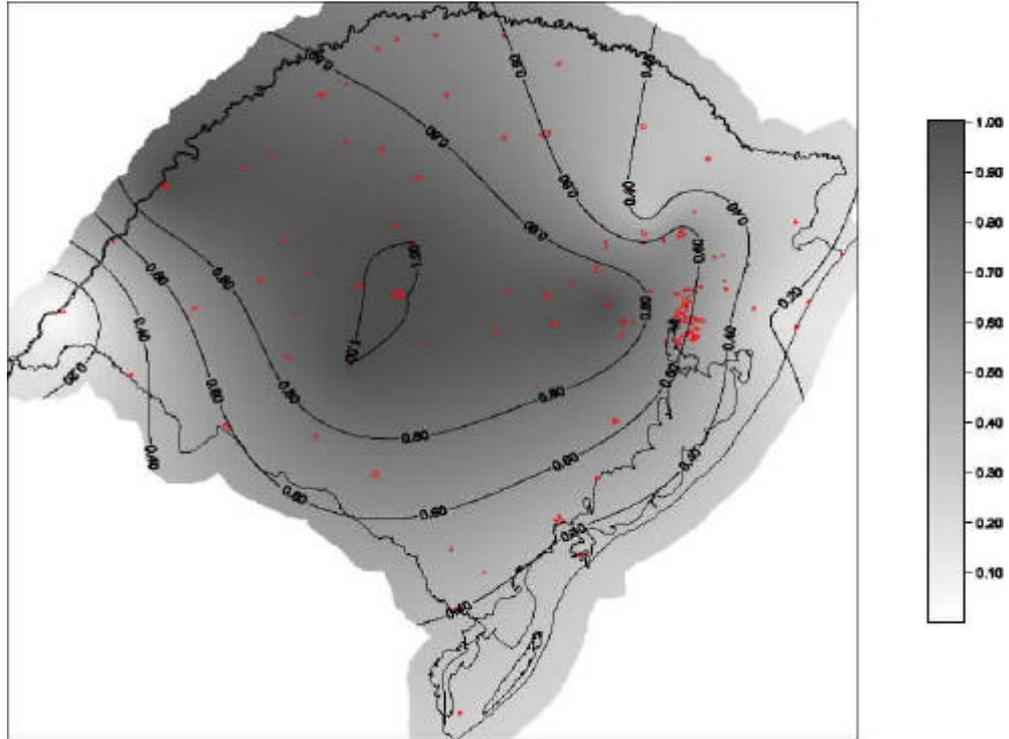


FIGURA 2. 11. Complementariedade no tempo entre as disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.

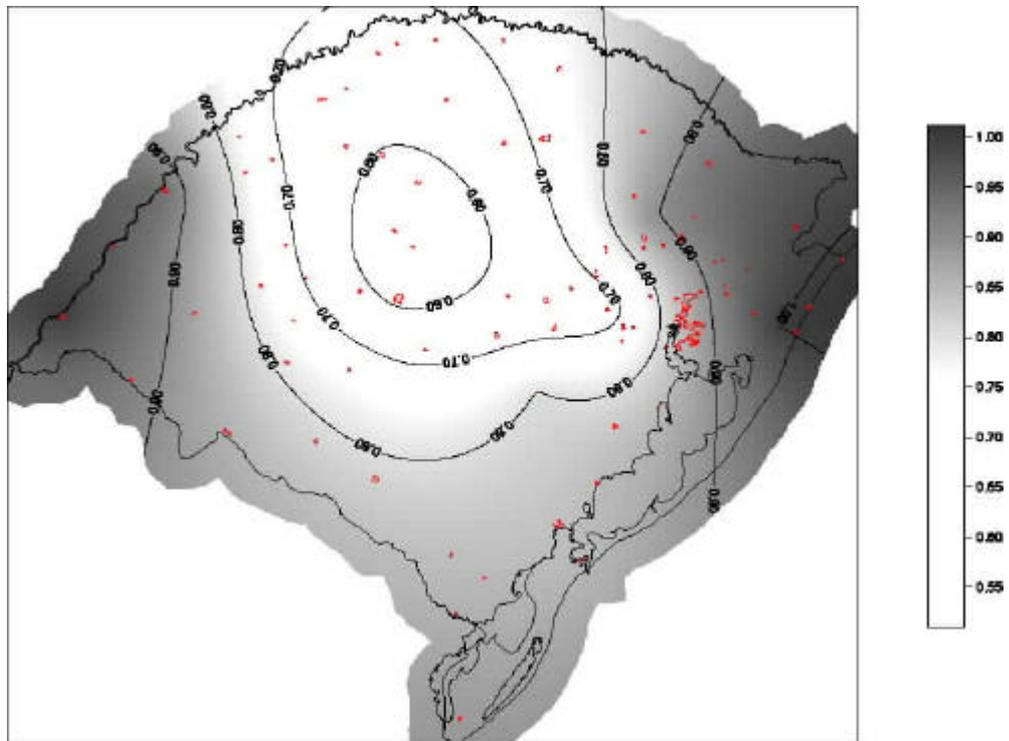


FIGURA 2. 12. Complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades hídrica e solar, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.

É interessante observar que, nesses dois mapas, as regiões que exigiriam reservatórios para melhorar os desempenhos de sistemas de geração e aproximá-los do desempenho de sistemas equivalentes baseados em disponibilidades complementares praticamente não coincidem. Qualitativamente, observa-se que as regiões que dispensariam reservatórios, considerando a complementariedade no tempo, exigiriam reservatórios em função da complementariedade entre as amplitudes, e vice versa. Mas deve-se ressaltar que os valores mais baixos do índice de complementariedade entre as amplitudes, no mapa, são maiores que 0,50.

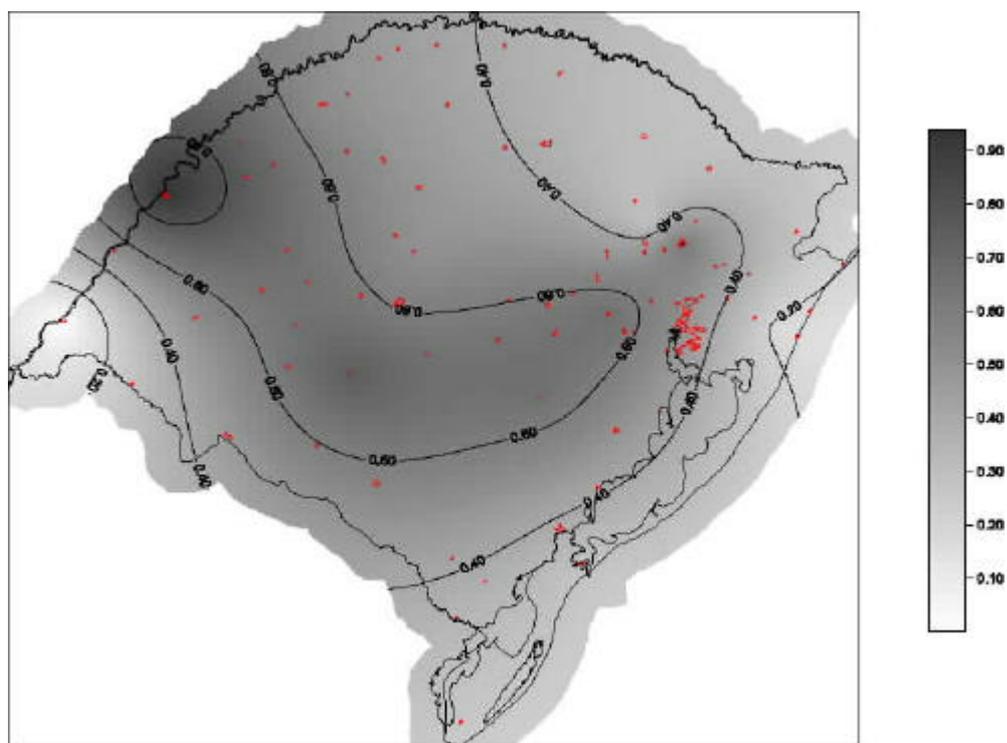


FIGURA 2. 13. Complementariedade total entre as disponibilidades hídrica e solar, avaliada pelo índice de complementariedade, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no Estado do Rio Grande do Sul.

A utilização de dados médios mensais resulta incorreta no caso do cálculo do índice de complementariedade no tempo, na medida em que não permitem uma determinação precisa dos períodos das disponibilidades energéticas, e no caso do índice de complementariedade entre amplitudes, na medida em que mascaram os valores máximos e mínimos de variação. Entretanto, esses mapas permitem a localização de áreas a serem inicialmente investigadas visando o aproveitamento da complementariedade entre as disponibilidades. Resultados menos expeditos podem ser obtidos, por exemplo, com a utilização de vazões determinadas por estudos de regionalização, como o efetuado por CEEE e IPH, 1991, para o RS.

No caso do índice de complementariedade no tempo, os semiperíodos das disponibilidades hídrica e solar foram considerados como iguais a meio ano, conforme é sugerido na equação (2. 29), e foram localizados os meses correspondentes aos valores mínimos de disponibilidade. É recomendada a utilização de dados (no mínimo) diários de vazão, de uma série temporal com algumas décadas, para cálculos mais precisos envolvendo esse índice. Os dados de radiação apresentam-se bastante regulares.

No caso do índice de complementariedade entre as amplitudes, os dados de precipitação não permitem uma boa avaliação da disponibilidade hídrica, na medida em que a vazão em determinada seção de um rio depende ainda de outros fatores. Entretanto, como a relação entre precipitações máxima e mínima se aproxima da relação entre vazões máxima e mínima nas menores bacias, justamente o campo de aplicação para a maioria dos sistemas implementados a partir deste trabalho, obtém-se, dentro de certos limites, uma avaliação razoável.

O cálculo desses índices com base em dados de energia disponibilizada pelos equipamentos de conversão utilizados (potências máximas, mínimas e médias disponibilizadas pelo geradores hidrelétrico e fotovoltaico e energias disponibilizadas ao longo de um ano) permitiria uma avaliação do emprego da complementariedade na operação do sistema. A elaboração do terceiro mapa, para a complementariedade total entre as disponibilidades consideradas, exigiu que fosse lançada uma suposição para a complementariedade entre energias médias.

Uma avaliação precisa e confiável de complementariedade, em determinado local, deve ser baseada em dados de vazão através de determinada seção de um rio, e em dados de radiação solar incidente, e deve considerar dados diários. O conhecimento do desempenho do sistema híbrido a partir de simulações computacionais e de estudos experimentais, permite a avaliação dos efeitos da complementariedade sobre o dimensionamento do sistema, e pode justificar um estudo mais amplo e mais completo para caracterização de complementariedade.

A ANEEL⁸ centraliza dados de estações pluviométricas, fluviométricas e meteorológicas de todo o país, que podem ser utilizados para identificação de complementariedade. Entretanto, poucas estações apresentam séries temporais longas e completas de radiação solar ou de vazão em seções de rios, e apenas em casos especiais (e recentes) há séries de vazões diárias. Além disso, as séries para rios em bacias menores devem ser obtidas pela aplicação de modelos de transposição a partir de dados para bacias maiores. Por fim, dos dados disponíveis, nem todos haviam sido consistidos até a finalização deste trabalho.

⁸ Agência Nacional de Energia Elétrica, criada a partir do antigo DNAEE, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, do qual recentemente também surgiu a ANA, Agência Nacional da Água.

2. 6. Uma estratégia de operação para o sistema em estudo.

Os sistemas energéticos são usualmente operados mediante algumas estratégias de operação básicas, tais como: a estratégia que prevê descarte da energia excedente, a estratégia que prevê armazenamento de energia antes do processo de conversão, a estratégia que prevê armazenamento de energia depois do processo de conversão, a estratégia que prevê gerenciamento da energia consumida e a estratégia que prevê inserção da energia gerada em um sistema energético de grande porte.

A estratégia mais simples e provavelmente a mais barata (considerando custos iniciais) é a que prevê o descarte da energia excedente. Entretanto, a energia considerada excedente e que é descartada é, conseqüentemente, perdida. Esta estratégia é adequada para situações em que o fluxo de energia a ser aproveitado é capaz de fornecer mais energia do que o necessário para atender as cargas consumidoras. Como exemplos podem ser citadas, entre outros, as usinas hidrelétricas a fio d'água e as turbinas eólicas com ângulo das pás ajustável.

A incorporação de armazenamento em sistema de geração constitui uma das melhores maneiras de se adequar fontes de energia e cargas consumidoras, que apresentam usualmente características dinâmicas bastante diferentes. Entretanto, existem poucas maneiras realmente eficazes para armazenamento de energia, e todas envolvem altos custos. O armazenamento pode ser incluído nos sistemas ou antes ou depois do processo de conversão de energia.

A estratégia de operação que prevê a utilização de armazenamento *antes* do processo de conversão permite que grandes quantidades de energia sejam retidas no meio ambiente e utilizadas quando necessário. Essa estratégia é semelhante à empregada com fontes finitas de energia e permite o emprego de controle por retroalimentação (*feedback*). As desvantagens desse tipo de estratégia são os custos relativamente altos e os impactos ambientais dos sistemas de armazenamento, além de restrições econômicas da aplicação de métodos clássicos de controle em aproveitamentos de pequena escala. Como exemplos podem ser citadas as usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação.

A estratégia de operação que prevê a utilização de armazenamento *depois* do processo de conversão de energia assume grande importância em sistemas de pequena escala. Os sistemas de armazenamento assim concebidos são usualmente de tamanho reduzido e de custos mais acessíveis, podendo ser importantes também na simplificação das metodologias de controle elaboradas como alternativa à miniaturização das metodologias empregadas em empre-

endimentos maiores. Como exemplos podem ser citadas as baterias automotivas, os sistemas de ar comprimido, os volantes e mesmo as técnicas de acumulação de energia térmica. As baterias são as mais empregadas.

A estratégia de operação que prevê o gerenciamento do consumo constitui a mais eficiente para utilização de fontes renováveis, apesar de seu uso não ser comum. Esta estratégia considera o chaveamento de conjuntos de cargas (que podem ser classificadas por prioridade de atendimento ou por tipos de usuários) de forma que a demanda seja otimizada e adequada à energia disponível. Algumas cargas consumidoras podem também ter seu consumo ajustável. Esta estratégia pode ser aplicada em sistemas de pequeno ou grande porte, mas certamente mostra-se mais vantajosa quando há variedade de tipos de cargas consumidoras.

Essa estratégia apresenta uma série de vantagens quando aplicada a sistemas energéticos baseados em fontes renováveis. A energia disponível no meio ambiente e que pode ser convertida, dentro da capacidade dos equipamentos de conversão, não precisa ser perdida na medida em que as cargas consumidoras podem ser conectadas ou desconectadas, de acordo com a disponibilidade energética instantânea. As estratégias de operação específicas de cada aproveitamento podem incorporar as prioridades e os requisitos de cada tipo de carga consumidora. Cargas consumidoras com alguma capacidade de armazenamento de energia podem ser adicionadas ao conjunto de consumidores.

A estratégia de operação que prevê a inserção de energia em um sistema energético de porte razoável constitui a opção usual para resolver o problema de adequação de características de suprimentos e demandas. Os suprimentos de energia obtidos de fontes renováveis são injetados em um sistema energético que também recebe suprimentos de fontes finitas (beneficiadas pela possibilidade de controle por retroalimentação), que cobre extensas áreas, com cargas consumidoras bastante variadas, com rotinas de operação de larga escala e longas redes de transmissão e distribuição. Sistemas energéticos de grande porte podem ter sua eficiência bastante melhorada com a inclusão de técnicas de armazenamento de energia, além de poderem receber uma grande parcela de seus suprimentos de fontes renováveis.

Os custos e as dificuldades envolvidos na viabilização das estratégias de operação aumentam de acordo com sua complexidade. A primeira estratégia apresentada, que considera o descarte da energia excedente, é obviamente a mais simples e barata. A estratégia que prevê acumulação de energia por meio de reservatório e de baterias provavelmente apresenta custos e complexidade superiores. Esta última estratégia, que considera a inserção de energia em um sistema energético de grande porte, certamente não oferece grandes custos ou complexidade,

mas dificuldades políticas, na medida em que representa uma inovação em um país com um setor elétrico até bem pouco tempo notadamente conservador.

O sistema em estudo (ilustrado na FIGURA 2. 7) é constituído por um aproveitamento hidrelétrico e por um aproveitamento solar fotovoltaico, operando em conjunto para atender as demandas de energia de um conjunto de cargas consumidoras. A energia disponível em um sistema composto por esses dois aproveitamentos é definida pelas características da bacia hidrográfica à qual pertence o escoamento utilizado para o aproveitamento hidrelétrico e pelas características de insolação do local de instalação do aproveitamento solar fotovoltaico.

As disponibilidades energéticas das fontes empregadas podem apresentar complementariedade ao longo de um ano, isto é, quando houver maior intensidade de precipitação (usualmente no inverno) poderá haver menor radiação solar incidente, e quando houver menor intensidade de precipitação (no verão) poderá haver maior radiação solar incidente. Esse sistema será operado por uma combinação de algumas estratégias descritas nesta seção.

Esse sistema exige a formulação de uma estratégia que contemple a operação em paralelo dos dois geradores e que englobe a operação do gerador hidrelétrico, e os efeitos da complementariedade entre as fontes de energia. Esses efeitos podem influenciar o dimensionamento e a operação tanto dos geradores quanto dos acumuladores. A inclusão desses efeitos na estratégia de operação deve ser efetuada com base em resultados obtidos com o estudo computacional descrita no próximo capítulo.

A estratégia de operação formulada para o sistema em estudo pode ser enunciada da seguinte maneira: (1) aproveitar toda a energia disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, polarizado pela tensão do banco de baterias (que é determinada pelo seu estado de carga); (2) operar o banco de baterias com estado de carga intermediário (i.e., com relativa capacidade para carga e para descarga), visando atenuar os transientes eletromecânicos devidos à variações na alimentação e na demanda; (3) armazenar energia em reservatório de acumulação de água e em banco de baterias, com seus estados de carga administrados em função das disponibilidades e das demandas energéticas e da possível complementariedade entre as fontes de energia; e (4) operar o gerador hidrelétrico visando atender a parcela da demanda das cargas consumidoras que não é atendida pelo gerador fotovoltaico e levando em consideração os estados de carga dos acumuladores.

O item (1) corresponde à estratégia que prevê o descarte da energia “excedente”, na medida em que o gerador fotovoltaico é polarizado pelo banco de baterias e não polarizado para gerar potência máxima. Entretanto, no caso da demanda ser maior que a energia disponi-

bilizada em determinada polarização, a energia perdida não será excedente, e deverá ser obtida ou do gerador hidrelétrico ou dos acumuladores.

O item (3) corresponde às estratégias que prevêm a incorporação de acumuladores, e nesse sistema eles são considerados tanto antes quanto depois do processo de conversão, apesar das simulações lidarem principalmente com o segundo caso. Além disso, por se tratarem de fontes que podem apresentar complementariedade entre as disponibilidades energéticas, os acumuladores precisam ser dimensionados não apenas em função de períodos críticos mas também em função da complementariedade entre as fontes de energia.

As chaves C_h e C_f são operadas em função do estado de carga máximo (se este for alcançado, os geradores são desconectados), e a C_c em função do estado de carga mínimo (se este for alcançado, as cargas são desconectadas). Intervalos de histerese em torno desses estados devem ser adotados para evitar instabilidade nas ações de controle.

O item (2) acrescenta uma novidade no uso dos acumuladores, que é o emprego do banco de baterias para atenuar os transitórios eletromecânicos sobre o gerador hidrelétrico e com isso possivelmente melhorar o desempenho ou simplesmente diminuir a responsabilidade dos sistemas de controle.

O item (4) corresponde ao emprego do gerador hidrelétrico dentro do sistema híbrido. Como seu controle é mais fácil, e como é utilizado para converter uma disponibilidade que apresenta poucas variações ao longo de um dia, é utilizado para complementar os suprimentos fornecidos pelo gerador fotovoltaico.

Os critérios para concretização do item (3) podem se tornar bastante complexos, e os resultados apresentados neste trabalho podem não se mostrar suficientes para tanto, na medida em que devem também incluir informações sobre perfis de demanda dos consumidores e sobre técnicas para conservação de energia.

O sistema de controle idealizado para concretizar essa estratégia de operação aparece descrito na seção 4.1 e tratado em mais detalhes na seção 4.3.

3. O DESEMPENHO DO SISTEMA EM ESTUDO

3. 1. O sistema *por unidade*.

O sistema *por unidade* é bastante utilizado para cálculos em engenharia elétrica relativos a máquinas, a transformadores e a sistemas de máquinas e mostra-se bastante útil na simulação de máquinas, para análise dinâmica e de transientes. Nesse sistema todas as quantidades são expressas como frações decimais de quantidades escolhidas apropriadamente e denominadas como *valores de base* e sua adoção equivale a normalizar as grandezas físicas manipuladas em relação a esses valores de referência.

O sistema por unidade envolve basicamente duas vantagens, de acordo com a discussão de Fitzgerald et alii, 1992. A primeira é que as constantes associadas a máquinas e transformadores assumem valores em um intervalo numérico bastante estreito, facilitando a confirmação de resultados. A segunda vantagem é que o analista é dispensado de referenciar grandezas a um ou outro lado de um transformador. Em sistemas com vários transformadores, de diferentes enrolamentos, essa vantagem remove uma importante fonte de enganos.

No sistema por unidade as grandezas físicas são expressas em frações decimais de um valor de base, de acordo com a seguinte expressão:

$$\left(\begin{array}{c} \text{grandezas expressas} \\ \text{no sistema por unidade} \end{array} \right) = \frac{\left(\begin{array}{c} \text{grandezas expressas em} \\ \text{um sistema de unidades} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{c} \text{valor de base} \\ \text{da grandeza} \end{array} \right)}$$

Dentro de certos limites, os valores de base podem ser escolhidos arbitrariamente, mas algumas relações devem ser respeitadas para que as leis físicas continuem válidas.

Neste trabalho, optou-se pela adoção do sistema por unidade tendo em vista, por um lado, as vantagens de sua aplicação a máquinas e a sistemas trifásicos e, por outro lado, a intenção que as simulações de sistemas híbridos, descritas neste capítulo, conduzam a resultados que transcendam um caso de aplicação específico e que sejam baseadas em programas que, com poucas modificações, possam ser aplicados a um amplo conjunto de sistemas de ge-

ração, com diferentes dimensões e com tipos distintos de máquinas e dispositivos.

Desse modo, o sistema em estudo, que contém um gerador síncrono e alguns módulos fotovoltaicos, com algumas modificações pode operar com geradores de indução, baseados em outras fontes de energia. Em sistemas trifásicos, usualmente são escolhidas as potências aparente, ativa e reativa de base e a tensão entre fases de base, para depois serem calculados os outros valores de base. Após esses cuidados iniciais com a consistência dos valores adotados, a maioria dos sistemas, em condições balanceadas, pode ser tratado como monofásico.

Os valores de base podem ser escolhidos para cada componente de um sistema ou podem ser escolhidos visando construir um conjunto único para todo o sistema. Neste trabalho, a vantagem na adoção do sistema por unidade reside na construção de um conjunto único⁹ de valores de base. A TABELA 3. 1 apresenta o conjunto de valores de base adotados para o sistema em estudo.

TABELA 3. 1. Conjunto de valores de base para o sistema em estudo.

H_n	m	Altura de queda nominal do aproveitamento hidrelétrico.
$V_{h n}$	V	Tensão nominal da máquina elétrica.
$P_{c máx}$	W	Potência máxima consumida pelas cargas.
$F_{h n}$	Hz	Frequência nominal da máquina elétrica. (Usualmente, 60Hz.)
M_n	N.m	Torque nominal de acionamento da máquina elétrica.
n_n	rpm	Rotação síncrona da máquina elétrica.
1000	W/m ²	Valor de referência para radiação solar incidente por unidade de área.

As principais grandezas físicas relacionadas ao gerador hidrelétrico podem ser divididas em dois grupos: um das grandezas relacionadas à máquina primária e outro das grandezas relacionadas à máquina secundária. Entre as grandezas relacionadas à máquina primária¹⁰ têm-se a vazão Q [m³/s], a altura H [m], a potência hidráulica na entrada P_{hh} [W], o torque no eixo da máquina M [N.m], a rotação n [rpm] e a potência no eixo da máquina P_{hm} [W]. As

⁹ Os cálculos relacionados ao sistema devem ser baseados em um conjunto único de valores de base, construído usualmente a partir de valores nominais dos componentes mais importantes. Considerações relativas ao desempenho isolado de componentes do sistema podem ser baseadas em conjuntos particulares de valores de base, construídos a partir dos valores nominais desses componentes, conforme aparece nas próximas notas de rodapé.

¹⁰ Os resultados pertinentes à bomba centrífuga que é utilizada como turbina poderão também ser apresentados com o uso de quantidades normalizadas em relação ao seu ponto de melhor rendimento em operação como bomba. Nesse caso, têm-se a rotação n_{mrb} , a vazão Q_{mrb} , a altura H_{mrb} , o torque M_{mrb} e a potência disponível no eixo $P_{hm mrb}$, correspondentes ao ponto de melhor rendimento em operação como bomba. As quantidades adimensionais correspondentes, nesse caso, são $a|_b$, $q|_b$, $h|_b$, $m|_b$ e $p_{hm}|_b$, definidas por:

$$a|_b = \frac{n}{n_{mrb}}, \quad q|_b = \frac{Q}{Q_{mrb}}, \quad h|_b = \frac{H}{H_{mrb}}, \quad m|_b = \frac{M}{M_{mrb}} \text{ e } p_{hm}|_b = \frac{P_{hm}}{2\rho M_{mrb} n_{mrb}}.$$

quantidades adimensionais correspondentes, relativas aos valores de base apresentados na TABELA 3. 1, são q , h , p_{hh} , m , b e p_{hm} , definidas por:

$$\begin{aligned} q &= \frac{Q}{\left(\frac{P_{c\text{ máx}}}{g H_n} \right)} & h &= \frac{H}{H_n} & p_{hh} &= \frac{P_{hh}}{P_{c\text{ máx}}} \\ m &= \frac{M}{\left(\frac{P_{c\text{ máx}}}{2p n_n} \right)} & b &= \frac{n}{n_n} & p_{hm} &= \frac{P_{hm}}{P_{c\text{ máx}}} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Os valores de base para a vazão e o torque, que em função dos valores escolhidos na TABELA 3. 1 são valores secundários, são determinados a partir das equações (2. 1) e (2. 2),

$$\begin{aligned} P_{c\text{ máx}} &= g Q_n H_n & Q_n &= \frac{P_{c\text{ máx}}}{g H_n} \\ P_{c\text{ máx}} &= 2p M_n n_n & M_n &= \frac{P_{c\text{ máx}}}{2p n_n} \end{aligned} \quad (3.2)$$

A potência hidráulica disponível na entrada da turbina, p_{hh} , pode ser calculada por:

$$p_{hh} = qh \quad \frac{P_{hh}}{P_{c\text{ máx}}} = \frac{g}{g} \frac{Q}{\left(\frac{P_{c\text{ máx}}}{g H_n} \right)} \frac{H}{H_n} \quad (3.3)$$

A potência mecânica disponível no eixo da turbina¹¹ (a máquina primária do gerador hidrelétrico), p_{hm} , pode ser determinada a partir da equação (2. 2),

$$p_{hm} = ma \quad \frac{P_{hm}}{P_{c\text{ máx}}} = \frac{2p}{2p} \frac{M}{\left(\frac{P_{c\text{ máx}}}{2p n_n} \right)} \frac{n}{n_n} \quad (3.4)$$

ou ainda

$$p_{hm} = p_{hh} h_t = qh h_t \quad (3.5)$$

¹¹ A potência mecânica também pode ser calculada a partir de grandezas normalizadas em relação ao gerador através da expressão:

$$p_{hm}|_g = \mathbf{mb} \quad , \quad \text{com a qual se relaciona pela expressão } p_{hm}|_g = p_{hm} \left(\frac{M_n}{M_{mrb}} \right) \left(\frac{n_n}{n_{mrb}} \right) = p_{hh} \left(\frac{M_n}{M_{mrb}} \right) \left(\frac{n_n}{n_{mrb}} \right) \mathbf{h}_t .$$

Entre as grandezas relacionadas à máquina secundária têm-se a tensão V_h [V], a corrente I_h [A], a frequência F_h [Hz], a rotação n [rpm], já citada acima, e a potência elétrica de saída P_{he} [W]. As grandezas adimensionais correspondentes, relativas aos valores de base da TABELA 3. 1, são u_h , j_h , c_h , e p_{he} , definidas por:

$$\begin{aligned} u_h &= \frac{V_h}{V_{hn}} & j_h &= \frac{I_h}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \\ c_h &= \frac{F_h}{F_{hn}} & p_{he} &= \frac{P_{he}}{P_{c\text{máx}}} \end{aligned} \quad (3.6)$$

No caso das rotações da turbina e do gerador serem diferentes, deve ser criada uma nova variável, de modo que se tenha uma rotação adimensional correspondente a cada máquina. O valor de base para a corrente é determinado a partir da equação (2. 3),

$$P_{c\text{máx}} = V_{hn} I_{hn} \quad I_{hn} = \frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}} \quad (3.7)$$

A potência elétrica disponível na saída do gerador¹² (a máquina secundária do gerador hidrelétrico), p_{he} , pode ser calculada pela expressão:

$$p_{he} = u_j \quad \frac{P_{he}}{P_{c\text{máx}}} = \frac{V_h}{V_{hn}} \frac{I_h}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.8)$$

Como já visto, essa potência é a potência elétrica aparente, e o fator de potência ($\cos \mathbf{f}$) permite definir as parcelas dessa potência que são respectivamente ativa (p_{heA}) e reativa (p_{heR}). Essas parcelas podem ser calculadas pelas expressões:

$$p_{heA} = p_{heA} \cos \mathbf{f} = u_j \cos \mathbf{f} \quad p_{heR} = p_{heR} \sin \mathbf{f} = u_j \sin \mathbf{f} \quad (3.9)$$

Essas potências podem ainda ser relacionadas por equações equivalentes àsquelas de (2.5) e (2.6).

¹² Esse cálculo também pode ser efetuado pelas expressões:

$$p_{he} = (p_{hm}|_g) \mathbf{h}_g \quad \text{e} \quad p_{he} = p_{hm} \left(\frac{M_n}{M_{mrb}} \right) \left(\frac{n_n}{n_{mrb}} \right) \mathbf{h}_g = p_{hh} \left(\frac{M_n}{M_{mrb}} \right) \left(\frac{n_n}{n_{mrb}} \right) \mathbf{h}_g \mathbf{h}_g .$$

Entre as grandezas relacionadas ao gerador fotovoltaico¹³ têm-se a tensão V_f [V], a corrente I_f [A] e a potência elétrica de saída P_{fe} [W]. As grandezas adimensionais correspondentes, relativas aos valores de base da TABELA 3. 1, são u_f , j_f e p_{fe} , definidas por:

$$u_f = \frac{V_f}{V_{hn}} \quad j_f = \frac{I_f}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \quad p_{fe} = \frac{P_{fe}}{P_{c\text{máx}}} \quad (3. 10)$$

Adicionalmente, pode-se ainda ter a potência elétrica solar disponível P_{fs} [W], a potência solar incidente por unidade de área P_s [W/m²] e a área dos módulos fotovoltaicos A_f [m²]. As grandezas adimensionais correspondentes são p_{fs} , p_s e a_f , relativas aos valores de base da TABELA 3. 1, definidas por:

$$p_{fs} = \frac{P_{fs}}{P_{c\text{máx}}} \quad p_s = \frac{P_s}{1000} \quad a_f = \frac{A_f}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{1000}\right)} \quad (3. 11)$$

O valor de base para a área de coleção é determinado de modo que a expressão para cálculo de P_{fs} se mostre consistente. A potência solar disponível ao gerador fotovoltaico, p_{fe} , pode ser calculada pela expressão:

$$p_{fe} = p_s a_f \quad \frac{P_{fe}}{P_{c\text{máx}}} = \frac{P_s}{1000} \frac{A_f}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{1000}\right)} \quad (3. 12)$$

A potência elétrica disponível na saída do gerador fotovoltaico, p_{fs} , pela expressão:

$$p_{fs} = p_s a_f h_f \quad (3. 13)$$

ou por

$$p_{fs} = u_f j_f \quad \frac{P_{fs}}{P_{c\text{máx}}} = \frac{V}{V_{hn}} \frac{I}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \quad (3. 14)$$

¹³ Os resultados pertinentes ao gerador fotovoltaico poderão também ser apresentados com o uso de grandezas normalizadas pelos seus respectivos valores nominais. Nesse caso, têm-se a tensão V_{fn} e a corrente I_{fn} , correspondentes aos valores nominais do gerador fotovoltaico. As grandezas adimensionais correspondentes, nesse caso, são $u_f|_f$, $u_{foc}|_f$, $j_f|_f$, $j_{fsc}|_f$, $p_{fe}|_f$, $p_{fs}|_f$ e $a_f|_f$, definidas por:

$$u_f|_f = \frac{V_f}{V_{fn}} \quad j_f|_f = \frac{I_f}{I_{fn}} \quad p_{fe}|_f = \frac{P_{fe}}{V_{fn} \cdot I_{fn}} \quad p_{fs}|_f = \frac{P_{fs}}{V_{fn} \cdot I_{fn}} \quad a_f|_f = A_f \cdot \left(\frac{1000}{V_{fn} \cdot I_{fn}}\right)$$

Entre as grandezas relacionadas à bateria têm-se a tensão V_{bat} [V], a corrente I_{bat} [V] e a potência P_{bat} [W]. As grandezas adimensionais correspondentes, relativas aos valores de base da TABELA 3. 1, são u_{bat} , j_{bat} e p_{bat} , definidas por:

$$u_{bat} = \frac{V_{bat}}{V_{hn}} \quad j_{bat} = \frac{I_{bat}}{\left(\frac{P_{c\,m\acute{a}x}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.15)$$

$$p_{bat} = u_{bat} j_{bat} \quad \frac{P_{bat}}{P_{c\,m\acute{a}x}} = \frac{V_{bat}}{V_{hn}} \frac{I_{bat}}{\left(\frac{P_{c\,m\acute{a}x}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.16)$$

Conforme a bateria esteja sendo carregada ou descarregada a corrente j_{bat} assumirá valores respectivamente negativos ou positivos.

Entre as grandezas relacionadas ao retificador têm-se as tensões de entrada, V_{re} [V], e de saída, V_{rs} [V], as correntes de entrada, I_{re} [A], e de saída, I_{rs} [A], e as potências de entrada, P_{re} [W], e de saída, P_{rs} [W]. As grandezas adimensionais correspondentes, relativas aos valores de base da TABELA 3. 1, são u_{re} , u_{rs} , j_{re} , j_{rs} , p_{re} e p_{rs} , definidas por:

$$u_{re} = \frac{V_{re}}{V_{hn}} \quad u_{rs} = \frac{V_{rs}}{V_{hn}} \quad j_{re} = \frac{I_{re}}{\left(\frac{P_{c\,m\acute{a}x}}{V_{hn}}\right)} \quad j_{rs} = \frac{I_{rs}}{\left(\frac{P_{c\,m\acute{a}x}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.17)$$

$$p_{re} = \frac{P_{re}}{P_{c\,m\acute{a}x}} \quad p_{rs} = \frac{P_{rs}}{P_{c\,m\acute{a}x}}$$

A potência elétrica na entrada do retificador, p_{re} , pode ser calculada pela expressão:

$$p_{re} = u_{re} j_{re} \quad \frac{P_{re}}{P_{c\,m\acute{a}x}} = \frac{V_{re}}{V_{hn}} \frac{I_{re}}{\left(\frac{P_{c\,m\acute{a}x}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.18)$$

e a potência elétrica em sua saída, p_{rs} , pela expressão:

$$p_{rs} = u_{rs} j_{rs} \quad \frac{P_{rs}}{P_{c\,m\acute{a}x}} = \frac{V_{rs}}{V_{hn}} \frac{I_{rs}}{\left(\frac{P_{c\,m\acute{a}x}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.19)$$

ou ainda por uma relação entre essas potências através do rendimento do retificador.

Entre as grandezas relacionadas ao inversor têm-se as tensões de entrada, V_{ie} [V], e de saída, V_{is} [V], as correntes de entrada, I_{ie} [A], e de saída, I_{is} [A], as potências de entrada, P_{ie} [W], e de saída, P_{is} [W], e a frequência de saída F_i [Hz]. As grandezas adimensionais correspondentes, relativas aos valores de base da TABELA 3. 1, são u_{ie} , u_{is} , j_{ie} , j_{is} , c_i , p_{ie} e p_{is} , definidas por:

$$\begin{aligned} u_{ie} &= \frac{V_{ie}}{V_{hn}} & u_{is} &= \frac{V_{is}}{V_{hn}} & j_{ie} &= \frac{I_{ie}}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} & j_{is} &= \frac{I_{is}}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \\ c_i &= \frac{F_i}{F_{hn}} & p_{ie} &= \frac{P_{ie}}{P_{c\text{máx}}} & p_{is} &= \frac{P_{is}}{P_{c\text{máx}}} \end{aligned} \quad (3.20)$$

A potência elétrica na entrada do inversor, p_{ie} , pode ser calculada pela expressão:

$$p_{ie} = u_{ie} j_{ie} \quad \frac{P_{ie}}{P_{c\text{máx}}} = \frac{V_{ie}}{V_{hn}} \frac{I_{ie}}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.21)$$

e a potência elétrica em sua saída, p_{is} , pela expressão:

$$p_{is} = u_{is} j_{is} \quad \frac{P_{is}}{P_{c\text{máx}}} = \frac{V_{is}}{V_{hn}} \frac{I_{is}}{\left(\frac{P_{c\text{máx}}}{V_{hn}}\right)} \quad (3.22)$$

ou ainda por uma relação entre essas potências através do rendimento do inversor.

Por simplicidade, os rendimentos de geradores, módulos fotovoltaicos, retificadores e inversores foram considerados, ao longo deste trabalho, como sendo constantes para qualquer valor de potência. Os trabalhos de Couto, 2000, e de Van Dijk, 1991, apresentam medições de rendimento de equipamentos de consumo típicos, aonde se pode observar que os rendimentos mostram-se constantes a partir de determinada potência, usualmente a partir de 40% a 50% da capacidade nominal.

Vários textos básicos, como Fitzgerald et alii, 1992, e Duffie e Beckmann, 1980, trazem informações sobre rendimento dos equipamentos de geração, que podem apresentar variações significativas quando operados em potências muito menores que as nominais. A eficiência dos dispositivos de conversão de energia pode ser significativamente melhorada se forem operados adequadamente.

A energia pode ser calculada pela integração de uma potência P ao longo de um determinado intervalo de tempo. Neste trabalho, a normalização será efetuada conforme a seguinte expressão:

$$e = \frac{E}{P} \quad (3.23)$$

de forma que o resultado terá ainda dimensões de tempo. Esse resultado não pode ser comparado com a variável tempo, mas pode ser pensado por exemplo como um tempo de capacidade de atendimento de cargas consumidoras, no caso de um banco de baterias ou de um reservatório de acumulação de água.

Essa técnica para normalização da energia pode dar margem a confusões quando algum processo de conversão de energia não for constante ao longo do intervalo de tempo considerado. Entretanto, no caso de ser constante, a energia “normalizada”, que ainda mantém dimensões de tempo, pode dar um indicativo por exemplo da capacidade de um banco de baterias em atender uma determinada demanda com taxa constante.

3. 2. Simulação computacional.

O sistema híbrido em estudo foi simulado por meios computacionais com os objetivos de investigar seu desempenho e de obter subsídios para o estabelecimento de bases técnicas para uma metodologia de dimensionamento, atentando entre outros fatores para os efeitos da possível complementariedade entre as fontes de energia. A metodologia empregada nas simulações, que considera a utilização de dados meteorológicos idealizados, é uma das contribuições deste trabalho.

As simulações foram efetuadas com programas para computador tipo IBM PC, escritos com *software* MATLAB, versão 4.20. O programa simula o sistema da FIGURA 2. 2, cujo circuito elétrico aparece esquematizado na FIGURA 3. 1, composto por duas unidades geradoras, uma baseada em energia hidrelétrica e a outra baseada em energia solar fotovoltaica, e uma unidade consumidora, operado de acordo com a estratégia formulada na seção 2. 6.

O sistema simulado contém ainda dois acumuladores de energia: reservatório e banco de baterias, e um conversor de potência: um retificador. A energia disponibilizada pelos geradores é injetada nas baterias e dali repassada às cargas. Um regulador de tensão controla o estado de carga das baterias de acordo com a estratégia formulada na seção 2. 6.

O sistema poderia contar com um conversor eletromecânico composto por uma máquina de corrente contínua e uma máquina de corrente alternada, como descrito na seção anterior, que apresenta a vantagem de ser “bidirecional”. Se bem que um conversor “bidirecional” também pode ser obtido com dispositivos de estado sólido, como os que compõem retificadores e inversores.

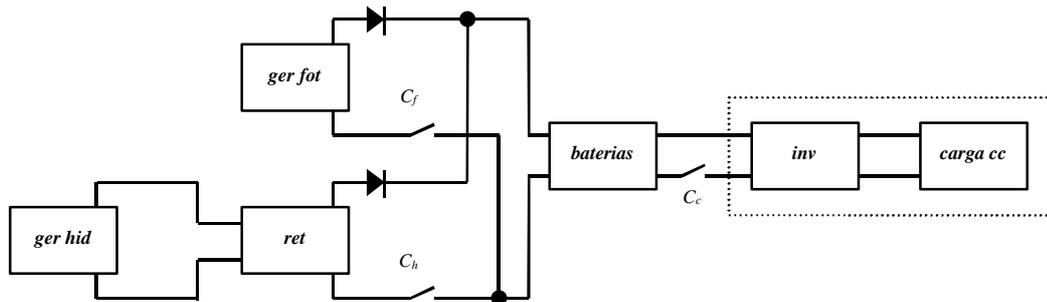


FIGURA 3. 1. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico simulado.

A entrada do programa de simulação consiste de informações sobre as disponibilidades energéticas ao longo de um ano das fontes empregadas e sobre as dimensões dos geradores e dos acumuladores. A saída consiste de um relatório sobre o atendimento às demandas das cargas consumidoras durante o período de simulação. Basicamente, avalia-se o tempo total de falha no atendimento, podendo-se também avaliar outros parâmetros (seção 4. 4).

A FIGURA 3. 2 apresenta um diagrama esquemático do funcionamento do programa, com suas entradas e saídas. Os efeitos de diferentes perfis de demanda são investigados na próxima seção. As dimensões do sistema podem ser determinadas pela aplicação da metodologia de dimensionamento apresentada na seção 3. 4, que é baseada na simulação do sistema para várias dimensões de seus componentes.

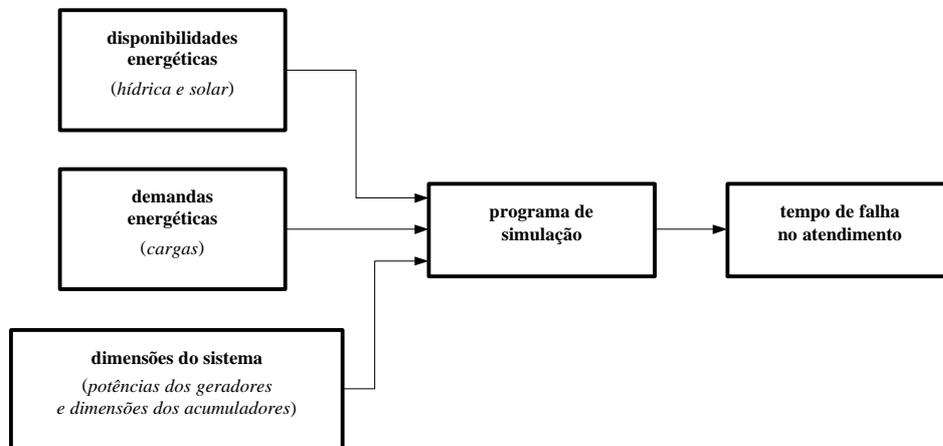


FIGURA 3. 2. Diagrama esquemático para a estrutura do programa de simulação.

Os efeitos de diferentes disponibilidades energéticas são investigados na próxima seção. Como uma avaliação da metodologia empregada para simulação, a seção 3.5 apresenta os resultados de simulações efetuadas a partir de dados reais de disponibilidade hídrica (vazões na seção de um rio) e de disponibilidade solar (insolação sobre uma superfície horizontal). Também como uma avaliação, o próximo capítulo mostra resultados de uma simulação experimental do sistema em estudo.

A FIGURA 3.3 mostra as entradas para o programa de simulação.

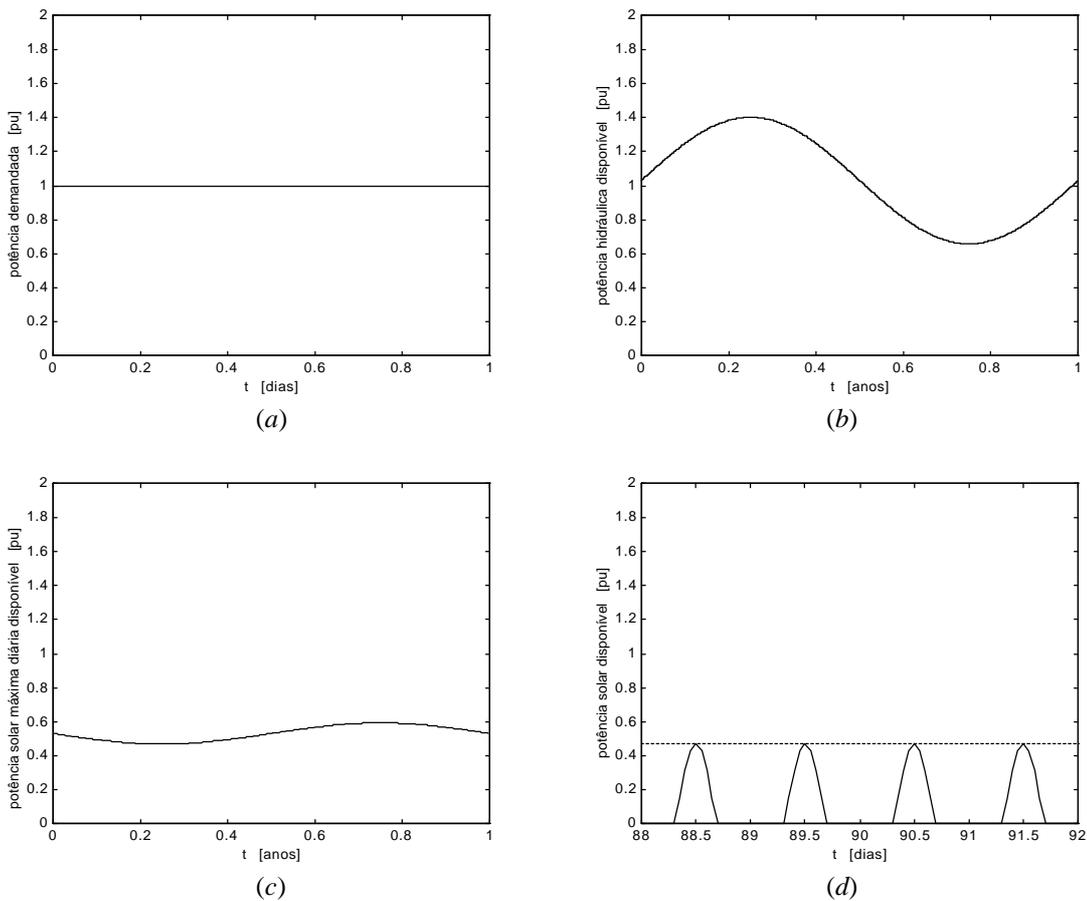


FIGURA 3.3. Exemplo de dados de entrada idealizados (usados inicialmente) para o programa de simulação. (a) Perfil de demanda constante das cargas consumidoras. (b) Potência hidráulica disponível ao gerador hidrelétrico. (c) Potência solar máxima diária, por unidade de área, disponível ao gerador fotovoltaico. (d) Detalhe (do 88° ao 91° dias) da modulação utilizada para simular a potência instantânea, por unidade de área, disponível ao gerador fotovoltaico.

O programa adota o sistema *por unidade* e simula um aproveitamento durante o intervalo de tempo de dois anos, sem considerar efeitos transitórios. O arquivo de saída contém registros do estado dos componentes do sistema a cada hora durante o segundo ano simulado, apesar dos cálculos serem repetidos a cada cinco minutos, com o objetivo de diminuir a influência da escolha dos estados iniciais dos acumuladores sobre o resultado final da simulação.

A potência total instantânea disponível ao gerador hidrelétrico, p_{hh} , é simulada de modo teórico a partir de uma função senóide como a que é mostrada na FIGURA 3.3 (b). A disponibilidade energética representada por essa função depende do local escolhido para o aproveitamento hidrelétrico e pode variar bastante em amplitude e em energia anual disponível.

A vazão disponível, q , obtida a partir da definição de p_{hh} , é simulada então com o emprego da função apresentada na equação abaixo. A disponibilidade hídrica pode ser determinada com a definição da vazão mínima ($q_{mín}$), da vazão máxima ($q_{máx}$) e do dia do ano em que ocorre o mínimo de disponibilidade (d_h).

$$q = \bar{q} + A_q \operatorname{sen} \left[\frac{2p}{360} (t - t_q) \right] \quad \begin{aligned} \bar{q} &= \frac{q_{mín} + q_{máx}}{2} \\ A_q &= q_{máx} - \bar{q} \\ t_q &= d_h - 270 \end{aligned} \quad (3.24)$$

A potência total instantânea disponível ao gerador hidrelétrico pode ser determinada pela equação abaixo,

$$p_{hh} = qh \quad (3.25)$$

tomando h como sendo igual a 1,00, no caso de um aproveitamento a fio d'água.

A potência total instantânea disponível ao gerador fotovoltaico, p_{fs} , é simulada a partir das curvas mostradas na FIGURA 3.3 (c) e na FIGURA 3.3 (d). A potência total instantânea é simulada por três funções senóides. Uma primeira (da qual se considera apenas a parte positiva) descreve a disponibilidade ao longo de cada dia, a segunda descreve a disponibilidade máxima diária ao longo do ano e a terceira a duração do dia ao longo do ano.

A potência solar incidente por unidade de área, p_s , é simulada com o emprego das funções definidas abaixo. A disponibilidade solar é determinada com a definição da radiação solar incidente mínima anual ($p_{s\ máx\ mín}$), da radiação solar incidente máxima anual ($p_{s\ máx\ máx}$), do dia do ano em que ocorre o mínimo de disponibilidade (d_s), do tempo de insolação no mais curto dia do ano ($d_{H\ mín}$) e do tempo de insolação no mais longo dia do ano ($d_{H\ máx}$).

$$p_{s\ máx} = \bar{p}_{s\ máx} + A_{ps} \operatorname{sen} \left[\frac{2p}{360} (t - t_{ps}) \right] \quad \begin{aligned} \bar{p}_{s\ máx} &= \frac{p_{s\ máx\ mín} + p_{s\ máx\ máx}}{2} \\ A_{ps} &= p_{s\ máx\ máx} - \bar{p}_{s\ máx} \\ t_{ps} &= d_s - 270 \end{aligned} \quad (3.26)$$

$$d_H = \bar{d}_H + A_{dH} \operatorname{sen} \left[\frac{2p}{360} (t_d - t_{ps}) \right] \quad \bar{d}_H = \frac{d_{H \text{ mín}} + d_{H \text{ máx}}}{2} \quad (3.27)$$

$$A_{dH} = d_{H \text{ máx}} - \bar{d}_H$$

$$p_s = \begin{cases} p_{s \text{ máx}} \operatorname{sen} \frac{2p t_h}{360}, & \text{se } \operatorname{sen} \frac{2p t_h}{360} \geq 0 \\ 0, & \text{se } \operatorname{sen} \frac{2p t_h}{360} < 0 \end{cases} \quad \begin{aligned} d_t &= 24(t - t_d) \\ t_h &= d_t - \left(12 - \frac{d_H}{2} \right) \end{aligned} \quad (3.28)$$

Essas funções não são baseadas nas equações típicas desenvolvidas para descrever a irradiância solar, como por exemplo as que são apresentadas por Duffie e Beckmann, 1980, mas mostram-se semelhantes à função que descreve a disponibilidade hídrica ao longo do ano.

A potência total instantânea disponível ao gerador fotovoltaico é determinada pela equação abaixo,

$$p_{fs} = p_s a_f \quad (3.29)$$

onde a_f deve ser determinada em função dos valores desejados para o índice de complementariedade de energia.

Os valores médios mínimo e máximo para a potência total instantânea disponível ao gerador fotovoltaico foram obtidos de uma base de dados mensais publicada pela Fundação Estadual de Pesquisas Agropecuárias [FEPAGRO, 1989]. São considerados respectivamente os valores de 0,67783¹⁴ e 0,37108¹⁵ para as potências totais instantâneas máxima e mínima disponíveis para o gerador fotovoltaico. A disponibilidade energética representada por essa função depende da área coletora total e do rendimento do gerador fotovoltaico.

As funções mostradas na FIGURA 3.3 (c) e na FIGURA 3.3 (d) apresentam complementariedade no tempo na medida em que os seus respectivos valores mínimos estão defasados entre si de exatamente meio ano. Conforme discutido no capítulo anterior, as funções podem ser consideradas complementares mesmo que se afastem dessa situação ideal.

O perfil de demanda considerado nas simulações é mostrado na FIGURA 3.3 (a). Esse perfil corresponde a um consumo de energia constante ao longo do dia. Outros perfis também podem ser utilizados, tais como perfis com consumo concentrado no período de disponibilidade solar, ou com um pico de consumo no final da tarde. A próxima seção apresenta mais perfis e uma investigação sobre sua influência sobre o desempenho do sistema em estudo.

¹⁴ O valor de 0,67783pu corresponde a uma radiação solar incidente de 677,83W/m².

¹⁵ O valor de 0,37108pu corresponde a uma radiação solar incidente de 371,08W/m².

As potências elétricas disponibilizadas pelos geradores podem então ser determinadas pelas seguintes equações:

$$P_{he} = P_{hh} \mathbf{h}_h \quad (3.30)$$

$$P_{fe} = P_{fs} \mathbf{h}_f \quad (3.31)$$

onde p_{he} e p_{fe} são respectivamente as potências hidrelétrica e fotovoltaica disponibilizadas pelos geradores. A função p_{he} é limitada superiormente pela definição da potência instalada ($p_{he\ máx}$). Os subíndices H e F denominam respectivamente as parcelas das potências p_{he} e p_{fe} efetivamente aproveitadas. São adotados respectivamente os valores de 0,60 e 0,12 para os rendimentos \mathbf{h}_h e \mathbf{h}_f .

O sistema é idealizado, para as simulações, em função das proporções entre as energias totais anuais disponível e demandada (\mathbf{p}_{dd}), entre as energias totais anuais hidrelétrica e solar (\mathbf{p}_{sh}) e a diferença entre os valores máximo e mínimo de disponibilidade (\mathbf{p}_{Mm}). Para o perfil de demanda correspondente à potência constante, considerou-se que a potência demandada pelas cargas é igual a unidade. As potências disponíveis hidrelétrica e fotovoltaica são definidas em função das proporções citadas acima e apresentam variações ao longo do ano.

As grandezas descritas acima são definidas respectivamente pelas seguintes equações:

$$\mathbf{p}_{dd} = \frac{E_d}{E_c} \quad E_d = E_h + E_s \quad (3.32)$$

$$\mathbf{p}_{sh} = \frac{E_s}{E_h} \quad (3.33)$$

$$\mathbf{d}_h = 1 + \frac{E_{h\ máx} - E_{h\ mín}}{E_c} \quad \mathbf{d}_f = 1 + \frac{E_{f\ máx} - E_{f\ mín}}{E_c} \quad (3.34)$$

$$\mathbf{p}_{Mm} = \frac{\mathbf{d}_f - 1}{\mathbf{d}_h - 1} \quad (3.35)$$

onde E_d é a energia total disponível ao longo de um ano, E_c é a energia total demandada pelas cargas consumidoras ao longo de um ano, E_s é a energia solar disponível ao longo de um ano, E_h é a energia hídrica disponível ao longo de um ano, $P_{máx}$ é o valor máximo de potência (hídrica ou solar) disponível ao longo de um ano e $P_{mín}$ é o valor mínimo de potência (hídrica ou solar) disponível ao longo de um ano.

A FIGURA 3. 4 mostra curvas de potência disponível aos geradores e de potência disponibilizada pelos geradores, para um sistema com mesma proporção de energias hidrelétrica e fotovoltaica, simulado adiante (FIGURA 3. 11). Em (a) aparecem a potência disponível ao gerador hidrelétrico (em linha tracejada, já mostrada em FIGURA 3. 3 (a)) e a potência disponibilizada por esse gerador (em linha cheia). A diferença vertical entre os dois é devido aos rendimentos da turbina e do gerador. Da mesma forma, em (b) aparecem a potência disponível ao gerador fotovoltaico por unidade de área (em linha tracejada, já mostrada em FIGURA 3. 3 (b)) e a potência disponibilizada por esse gerador (em linha cheia). A diferença vertical entre os dois é devido ao rendimento dos módulos fotovoltaicos e à área de coleção. Note-se em (a) a linha tracejada se coloca acima, e em (b) abaixo. Em (c), aparecem, para o período do 88° ao 91° dias, a potência fotovoltaica instantânea e a potência fotovoltaica máxima diária disponibilizadas pelo gerador.

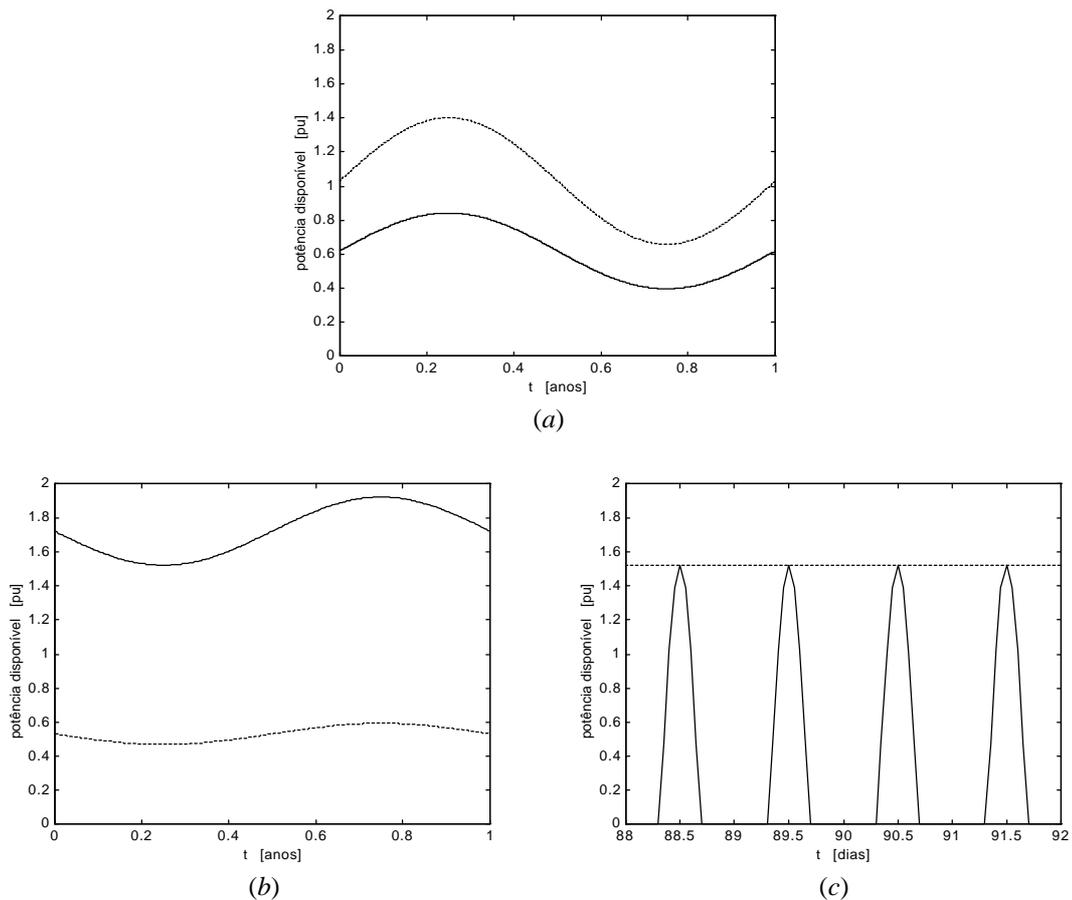


FIGURA 3. 4. (a) Potência hidráulica disponível ao gerador hidrelétrico (em linha tracejada) e potência hidrelétrica disponibilizada pelo gerador hidrelétrico (em linha cheia). (b) Potência solar máxima diária, por unidade de área, disponível ao gerador fotovoltaico (em linha cheia) e potência fotovoltaica máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico (em linha tracejada). (c) Potência fotovoltaica máxima diária (em linha tracejada) e potência fotovoltaica instantânea (em linha cheia), para o período do 88° ao 91° dias.

A FIGURA 3. 5 apresenta um fluxograma resumido do programa de simulação, detalhado nas figuras seguintes. O primeiro passo da rotina de simulação consiste na determinação das dimensões dos componentes do sistema. Essas informações devem ser fornecidas ao programa como dados de entrada. A simulação é então iniciada com o estabelecimento do instante zero e a definição dos valores iniciais para as variáveis empregadas na simulação.

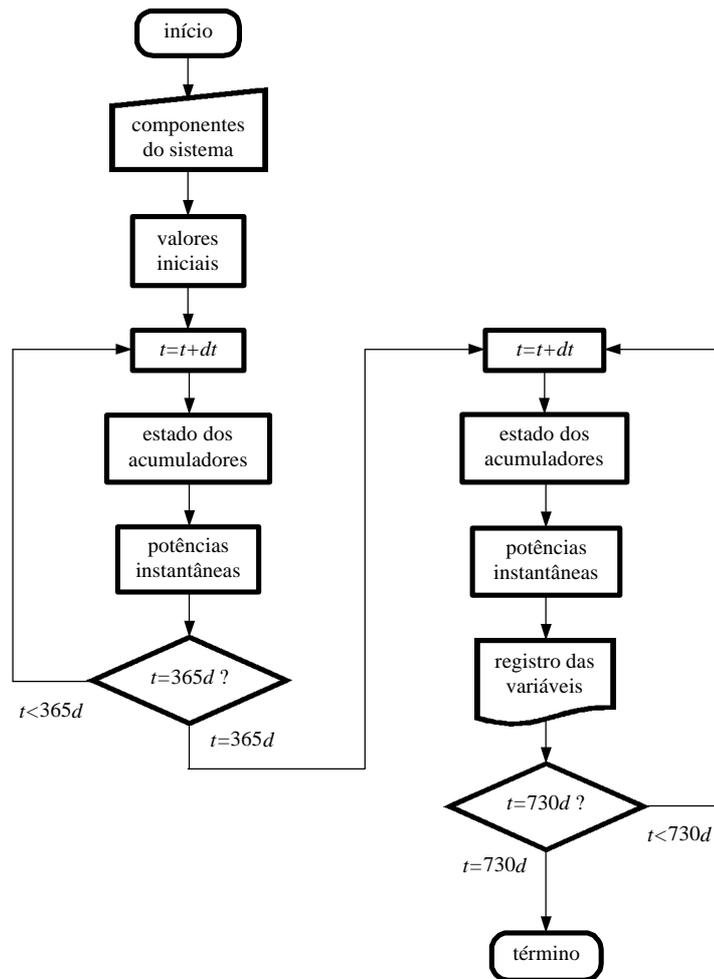


FIGURA 3. 5. Fluxograma do programa de simulação de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos com dados de entrada idealizados.

A simulação dá um passo dt a frente e determina o estado dos acumuladores e o valor instantâneo das potências fornecidas pelos geradores e das potências demandadas pelas cargas. Essas tarefas são repetidas até que seja alcançado o instante de tempo correspondente à meia noite do 365º dia. A partir desse momento, é iniciado o registro de resultados em um arquivo de saída. O programa então dá mais um passo dt a frente e determina o estado dos acumuladores e o valor instantâneo das potências fornecidas e das potências demandadas e executa também o registro das variáveis. Esse novo conjunto de tarefas é repetido até que seja alcançada a meia noite do 730º dia, quando a simulação é encerrada.

A FIGURA 3. 6 e a FIGURA 3. 7 detalham a parcela desse fluxograma relacionada à entrada de dados e à definição de valores iniciais, a FIGURA 3. 8 detalha a parcela relacionada à determinação do estado dos acumuladores, a FIGURA 3. 9 a parcela relacionada à determinação dos valores instantâneos das potências geradas e consumidas e a FIGURA 3. 10 a parcela relacionada ao registro dos resultados da simulação.

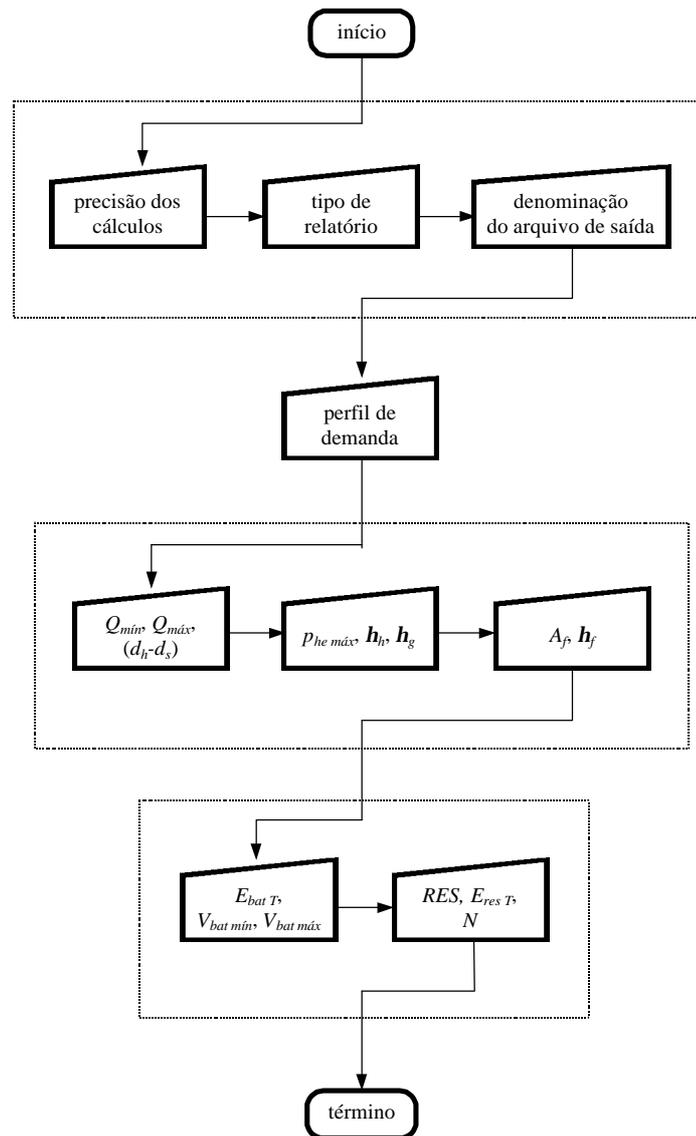


FIGURA 3. 6. Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela entrada de informações sobre a operação do programa, a preparação do arquivo de saída, as disponibilidades energéticas e os componentes do sistema (geradores e acumuladores).

A entrada de dados (FIGURA 3. 6) começa pela definição da precisão desejada nos cálculos, do tipo de relatório desejado e da denominação do arquivo de saída. A precisão dos cálculos é inserida como o número de rodadas do programa de simulação que devem ser realizadas entre cada intervalo de tempo no perfil de demanda. Dessa forma, se for necessário realizar uma rodada de cálculos para cada minuto de tempo simulado, como o perfil de demanda

é usualmente definido para cada intervalo de uma hora, basta informar ao programa que devem ser executadas 12 rodadas por hora do perfil de demanda. Esclarecimentos quanto ao tipo de relatório e à denominação do arquivo de saída são apresentadas pelo autor [Beluco et alii, 2001*b*] em um texto que contém listagens dos programas criados e das variáveis e parâmetros empregados. Em seguida, é definido o tipo de perfil de demanda considerado na simulação, são inseridas as informações relativas à disponibilidade hídrica, ao gerador hidrelétrico e ao gerador fotovoltaico, e, por fim, devem ser fornecidas as informações relativas aos acumuladores. Os perfis de demanda considerados são mostrados na FIGURA 3. 33, na próxima seção. As informações relativas à disponibilidade hídrica consistem nos valores instantâneos máximo e mínimo de vazão e o tempo de defasagem entre esse valor mínimo e o valor mínimo de disponibilidade solar. As informações relativas ao gerador hidrelétrico consistem no valor de potência máxima instalada e os rendimentos da turbina e do gerador. As informações relativas ao gerador fotovoltaico consistem na área de coleção e o rendimento dos módulos fotovoltaicos. As informações relativas aos acumuladores consistem nas capacidades do banco de baterias e do reservatório, os níveis mínimo e máximo recomendados para o estado de carga das baterias e um parâmetro para definição da quantidade de água a ser turbinada além do valor instantâneo de disponibilidade.

A definição dos valores iniciais para as variáveis empregadas na simulação (FIGURA 3. 7) começa pelo cálculo dos valores instantâneos das disponibilidades energéticas, segue com a determinação dos estados de carga instantâneos dos acumuladores e conclui com a inicialização dos vários contadores utilizados na simulação. Esses contadores são definidos em detalhes por Beluco et alii, 2001*b*, onde os programas aparecem listados.

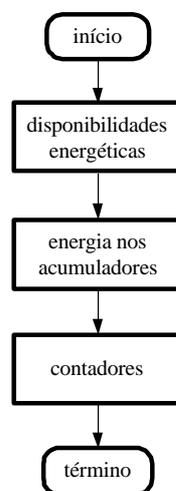


FIGURA 3. 7. Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela definição de valores iniciais para as variáveis utilizadas na simulação.

O fluxograma correspondente à determinação do estado dos acumuladores foi dividido em duas partes, uma para as baterias e outra para o reservatório, que são executadas em seqüência e aparecem respectivamente na FIGURA 3. 8 (a) e na FIGURA 3. 8 (b).

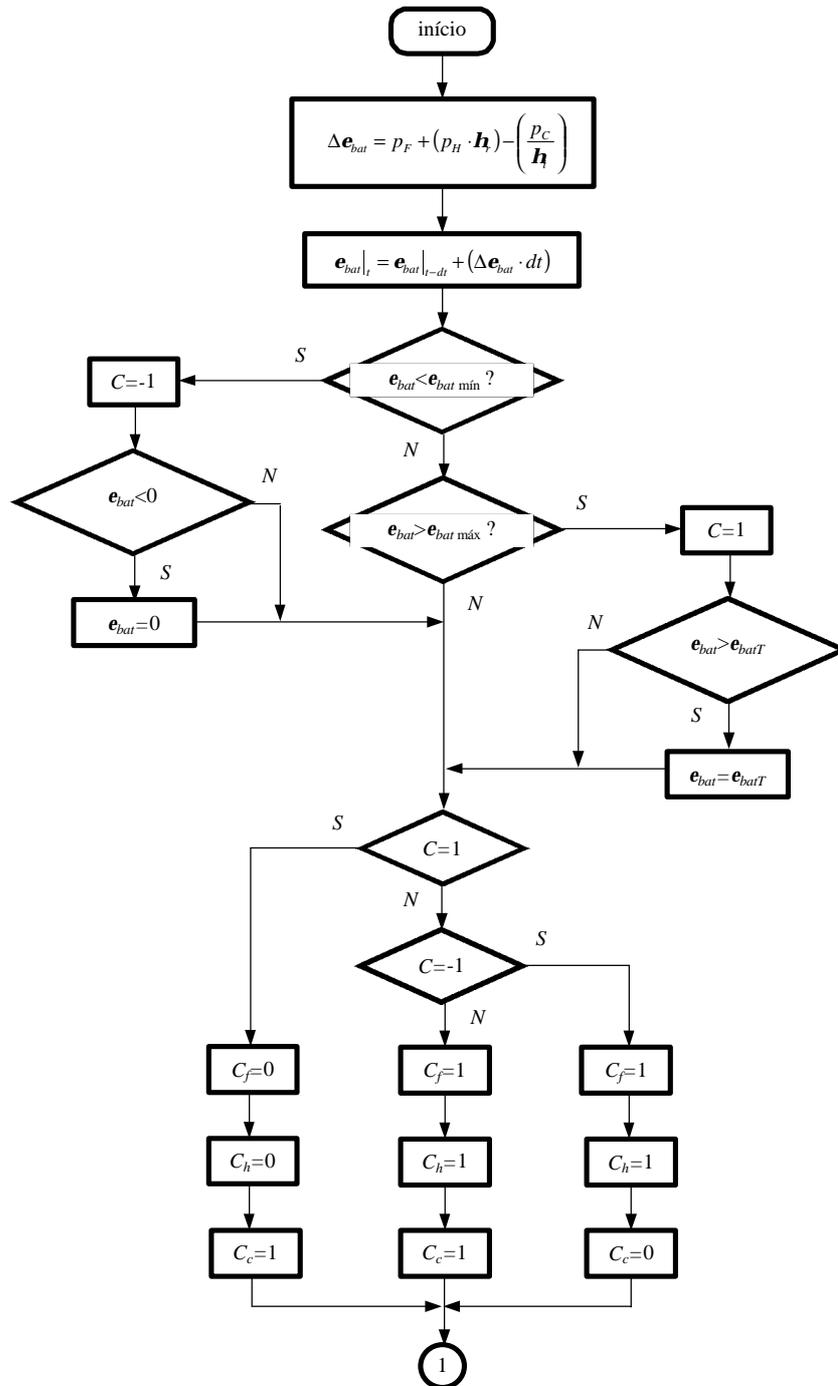


FIGURA 3. 8. (a) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação do estado de carga do banco de baterias.

Na primeira, inicialmente, é calculada a variação na energia acumulada nas baterias, Δe_{bat} , correspondente ao intervalo de tempo dt . Essa variação é calculada por:

$$\Delta e_{bat} = p_F + (p_H \cdot h_r) - \left(\frac{p_C}{h_i} \right) \quad (3.36)$$

onde p_{cA} é a potência efetivamente fornecida às cargas consumidoras, que será menor que a potência p_c sempre que houver falhas no atendimento, e C_c , C_h e C_f são parâmetros que definem o estado das chaves de mesma denominação. Esses parâmetros obviamente podem assumir valor igual a um, quando estiverem fechadas, ou zero quando estiverem abertas.

O novo valor instantâneo para a energia acumulada nas baterias pode então ser calculado por:

$$e_{bat} \Big|_t = e_{bat} \Big|_{t-dt} + (\Delta e_{bat} \cdot dt) \quad (3.37)$$

Em função desse valor podem ser tomadas decisões quando às potências fornecidas pelos geradores e à potência demandada pelas cargas. Se a energia acumulada resultar menor que zero ou maior que a capacidade máxima, ela é definida respectivamente como igual a zero ou igual a capacidade máxima.

Se a energia acumulada for menor que o valor mínimo determinado pela estratégia de operação, então um parâmetro C assume valor igual a -1 . Se a energia acumulada for maior que o valor máximo, então um parâmetro C assume valor igual a 1 . Então, no caso em que o parâmetro C assume valor -1 , tem-se que as baterias estão em subcarga, e as cargas consumidoras devem ser desconectadas ($C_h=1$, $C_f=1$, $C_c=0$). No caso em que o parâmetro C assume valor 1 , tem-se que as baterias estão em sobrecarga, e os geradores devem ser desconectados ($C_h=0$, $C_f=0$, $C_c=1$). Em caso contrário, geradores e carga podem permanecer conectados ($C_h=1$, $C_f=1$, $C_c=1$).

Esses parâmetros são utilizados mais adiante na determinação das potências fornecidas pelos geradores e demandada pelas cargas, com o cuidado de que os valores permaneçam consistentes. Se uma dessas chaves assumir valor zero, a potência correspondente assume também valor zero. Se assumir por outro lado valor um, a potência correspondente assume valor que pode variar entre zero e o máximo disponível ou possível.

Na segunda parte [FIGURA 3.8 (b)], a existência de reservatório de acumulação é definida pelo parâmetro RES , que assume valor um se existir reservação, e zero em caso contrário. Se não houver reservatório, obviamente, a energia acumulada e o volume de reservação

devem ser iguais a zero e a altura de queda sobre a máquina hidráulica deve ser igual ao valor nominal, ou igual a um no sistema por unidade.

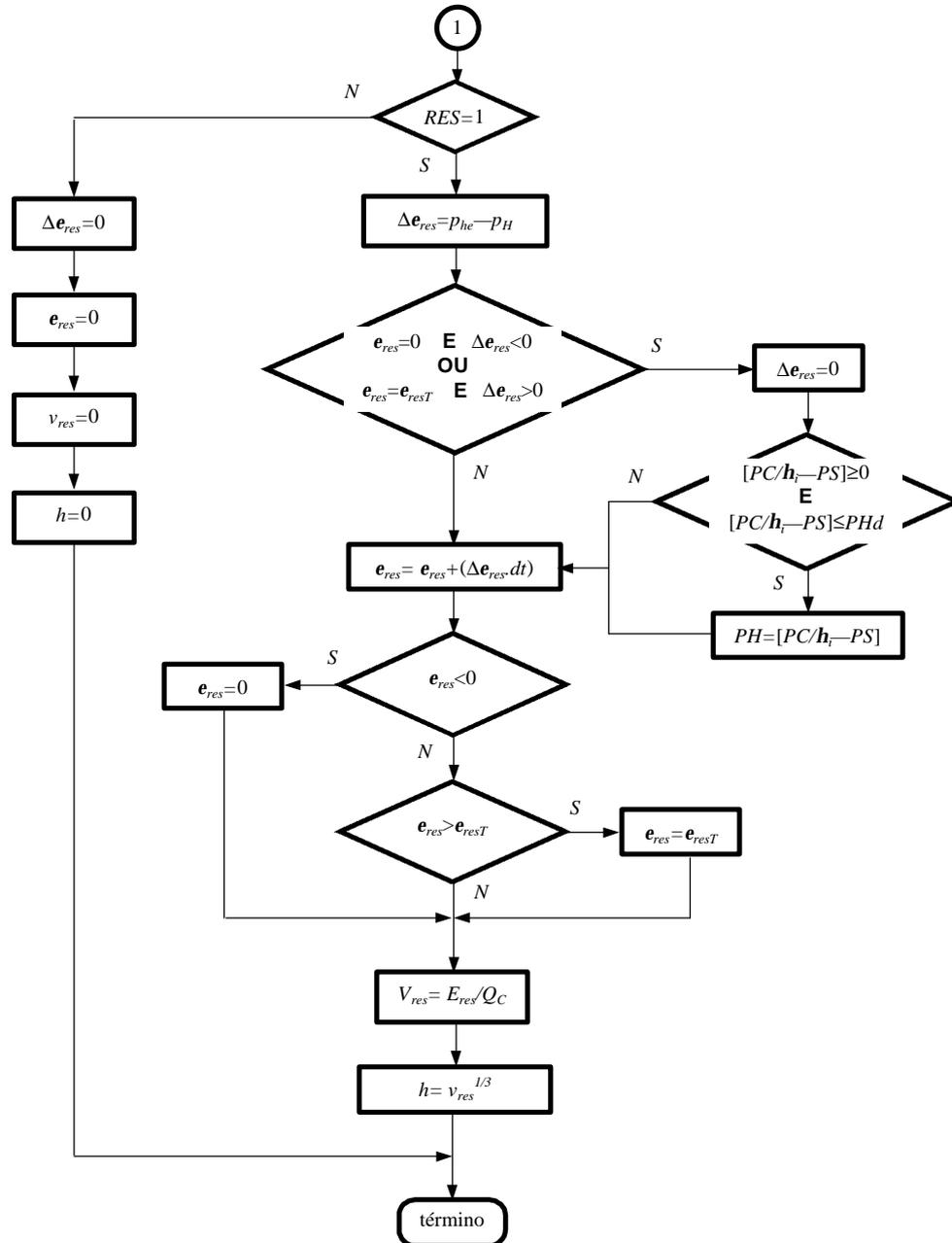


FIGURA 3.8 (b) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação do estado de carga do reservatório.

Se houver reservatório, a variação na energia acumulada correspondente ao intervalo de tempo dt é calculada por:

$$\Delta e_{res} = p_{he} - p_H \quad (3.38)$$

Se a energia acumulada e essa variação forem menores que zero, ou se o valor instantâneo da

energia acumulada for maior que a capacidade do reservatório e essa variação for maior que zero, então Δe_{res} deve ser igualada a zero. Entretanto, se a potência que deve ser fornecida pelo gerador hidrelétrico como demanda das cargas ou dos acumuladores for maior que zero e menor que a potência disponível, então ΔE_{res} [Δe_{res}] deve ser calculada por:

$$\Delta e_{res} = p_{he} - \left[\frac{p_c}{h_i} - p_f \right] \quad (3.39)$$

Em seguida, o novo valor instantâneo para a energia acumulada nas baterias é calculado por:

$$e_{res}|_t = e_{res}|_{t-dt} + (\Delta e_{res} \cdot dt) \quad (3.40)$$

Se a energia acumulada resultar menor que zero, então deve assumir valor zero. Da mesma forma, se for maior que a capacidade de reservação, deve assumir valor igual à capacidade máxima do reservatório. Por fim, em cada rodada do programa devem ser calculados o volume de reservação e a altura de queda sobre a máquina hidráulica. Considerando o reservatório idealizado na seção 2.2, com a normalização efetuada de acordo com a seção anterior, essas grandezas podem ser calculadas por:

$$dv_{res} = \frac{de_{res}}{h \cdot dt} \quad v_{res}|_t = v_{res}|_{t-dt} + dv_{res} \quad (3.41)$$

$$h = \sqrt[3]{v_{res}} \quad (3.42)$$

Se a altura de queda for limitada a variar entre 0,30 e 1,00, o volume de reservação variará entre 0,03 e 1,00. A altura não deve ser menor que 30% da altura máxima para considerar um volume “morto” abaixo da tomada de água na estrutura da barragem. A variação no volume de reservação correspondente ao intervalo de tempo dt consiste simplesmente no produto da vazão instantânea por esse intervalo de tempo, o qual equivale ao modo de cálculo proposto.

O fluxograma correspondente à determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e demandadas pelas cargas, apresentado na FIGURA 3.9 (a), têm duas parcelas apresentadas na FIGURA 3.9 (b) e na FIGURA 3.9 (c), e ainda uma terceira na FIGURA 3.9 (d). O objetivo é a determinação da potência entregue para consumo. Se o gerador fotovoltaico estiver desconectado ($C_f=0$), a potência disponibilizada por este obviamente será igual a zero. Em caso contrário, será igual ao valor instantâneo disponível. Ainda é necessário conhecer a potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico.

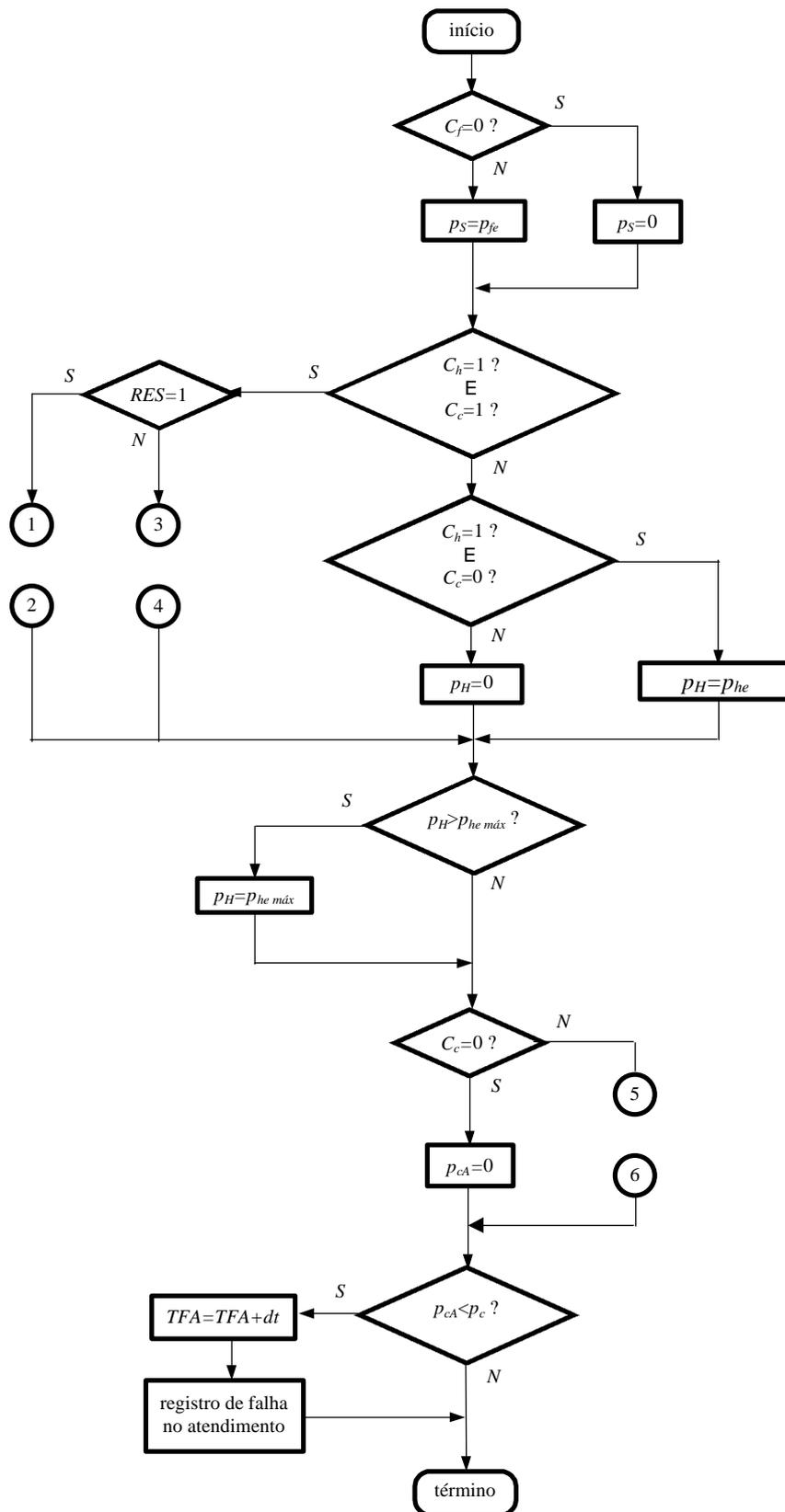


FIGURA 3. 9. (a) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas.

Se o gerador hidrelétrico estiver conectado, há duas situações a serem consideradas, conforme as cargas estejam ou não conectadas. Se as cargas estiverem conectadas, há ainda duas situações a serem consideradas: conforme exista ou não reservatório. Estas duas situações são tratadas mais a seguir, em acordo com os fluxogramas, mostrados respectivamente na FIGURA 3.9 (b) e na FIGURA 3.9 (c). Se o gerador hidrelétrico estiver conectado e as cargas não estiverem conectadas, a potência disponibilizada deverá ser igual ao valor instantâneo de disponibilidade hídrica. Esse caso corresponde às situações em que não há consumo, mas as baterias encontram-se com estado de carga menor que o sugerido pela estratégia de operação adotada. Se o gerador hidrelétrico estiver desconectado, a potência disponibilizada obviamente será igual a zero. E, ainda, a potência disponibilizada não pode ser maior que a potência instalada que ou a potência disponível.

No caso em que é empregado reservatório, mostrado na FIGURA 3.9 (b), se a energia acumulada no reservatório estiver abaixo de um nível considerado máximo, a potência a ser disponibilizada pelo gerador hidrelétrico deve ser calculada por:

$$P_H = \frac{\frac{P_c}{h_i} - P_F}{h_r} \quad (3.43)$$

desde que resulte maior que zero.

Se a energia acumulada no reservatório estiver acima de determinado nível, a potência a ser disponibilizada pelo gerador hidrelétrico deve ser calculada por:

$$P_H = \frac{\frac{P_c}{h_i} - P_F}{h_r} + \frac{N \cdot (e_{batT} - e_{bat})}{dt} \quad (3.44)$$

desde que resulte também maior que zero. O parâmetro N deve ser adequadamente determinado, e consiste em um parâmetro para controle da quantidade de água a ser turbinada. Se a primeira parcela resultar menor que zero ou maior que a disponibilidade hídrica, então a potência a ser disponibilizada deve ser respectivamente igual a zero ou igual à disponibilidade.

A segunda parcela dessa equação foi construída com a intenção de que as baterias possam ser carregadas em um intervalo de tempo igual a N intervalos de duração dt . Se N for igual a 1 as baterias serão carregadas muito rapidamente, sujeitas a corrente de grande intensidade. Se N assumir valores pequenos, as baterias serão carregadas em intervalos de tempo realísticos.

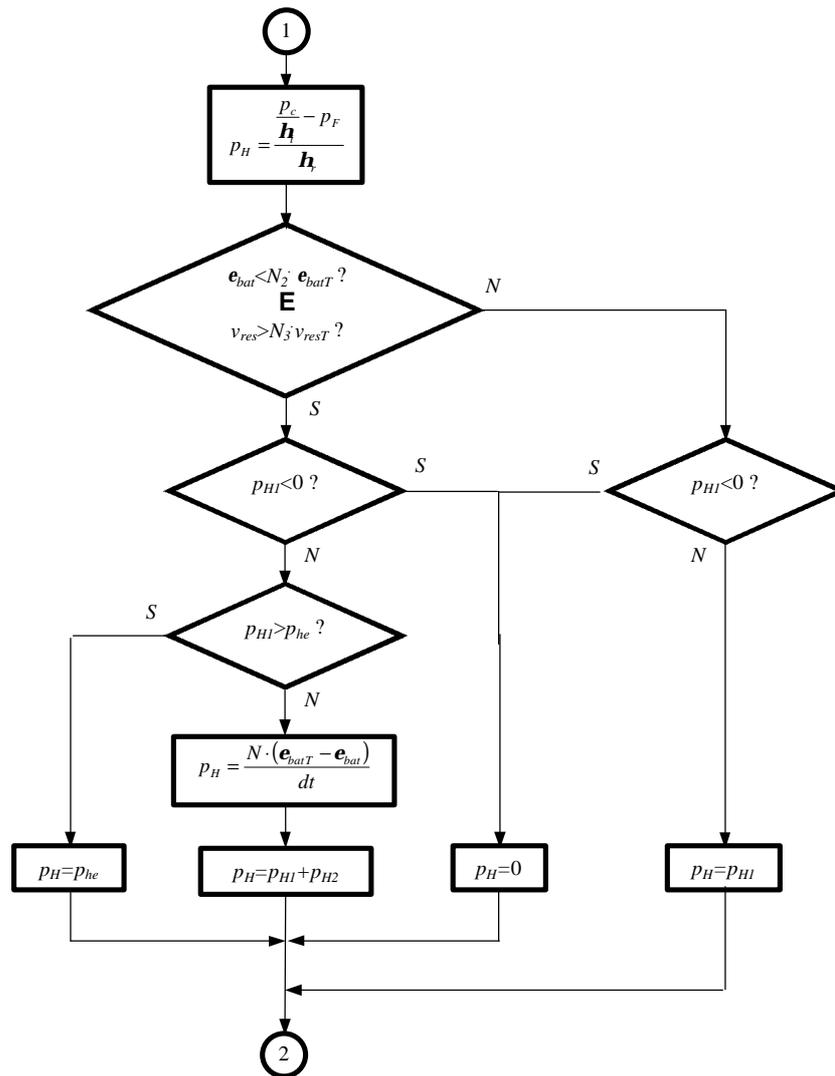


FIGURA 3. 9. (b) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas, para o caso em que o gerador hidrelétrico e as cargas consumidoras encontram-se conectados e existe reservatório.

No caso em que não é empregado reservatório, mostrado na FIGURA 3. 9 (c), se a energia acumulada nas baterias for menor que o nível sugerido pela estratégia de operação, a potência a ser disponibilizada deve ser igual à potência disponível. Em caso contrário, a potência a ser disponibilizada pelo gerador hidrelétrico deve ser calculada por:

$$p_H = \frac{p_c - p_f}{h_i} \quad (3.45)$$

desde que não resulte menor que zero ou maior que a disponibilidade hídrica, casos em que deve assumir valores respectivamente iguais a zero e ao valor instantâneo da disponibilidade.

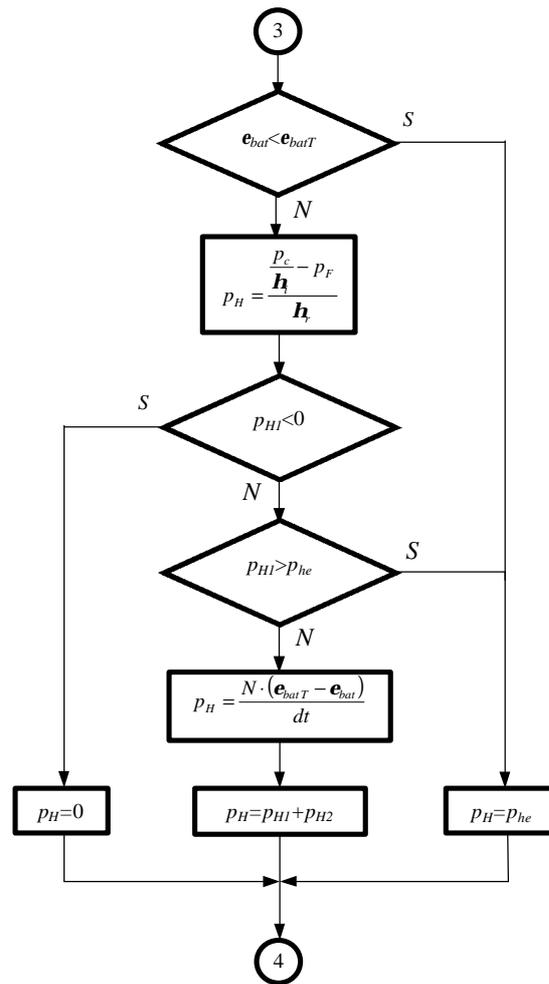


FIGURA 3. 9. (c) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas, para o caso em que o gerador hidrelétrico e as cargas consumidoras encontram-se conectados e não existe reservatório.

Se as cargas encontrarem-se desconectadas ($C_c=0$), a potência fornecida para consumo obviamente será igual a zero. Em caso contrário [FIGURA 3. 9 (d)], essa potência, denominada como p_{cA} e já discutida acima, deve ser calculada por:

$$p_c = \frac{\left[p_F + (p_H \cdot h_f) + \left(\frac{e_{bat} - e_{bat\ mín}}{dt} \right) \right]}{h_i} \quad (3.46)$$

quando a parcela obtida da potência dos geradores for menor (os dois primeiros termos no numerador dessa equação) resultar menor que a potência demandada, e além disso a outra parcela for menor que a diferença obtida entre a primeira parcela e a potência demandada. Se essa outra parcela for maior ou igual à diferença entre a potência fornecida pelos geradores e a potência demandada, a potência fornecida às cargas será igual à potência demandada. Por fim,

se a potência disponível aos geradores for suficiente para atender as cargas, obviamente a potência fornecida será igual a potência demandada.

Se a potência fornecida às cargas for menor que a potência demandada configura-se uma falha no atendimento, e devem ser tomadas as providências pertinentes. Se for a primeira rodada em que a falha ocorre, e se a simulação já estiver no segundo ano, um contador deve ser iniciado. Caso a falha tenha iniciado em uma rodada anterior, o contador deve ser acrescido do intervalo dt correspondente a mais uma rodada em que as cargas não são plenamente atendidas. Se for conveniente, o registro das falhas pode ser efetuado em um arquivo apropriado. Ao final da simulação, esse contador fornecerá o tempo total de falhas no atendimento.

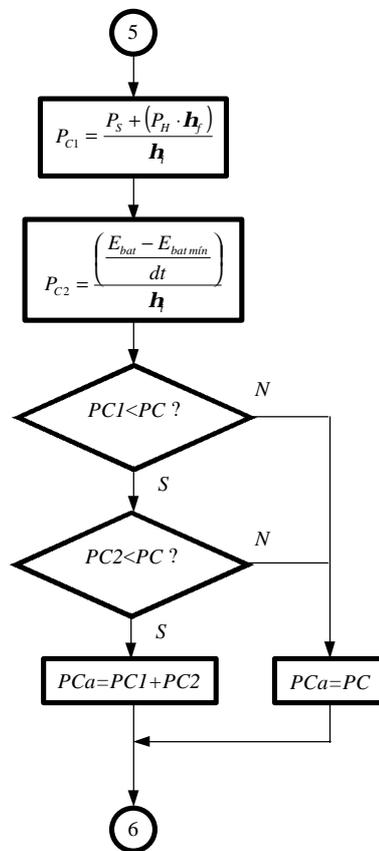


FIGURA 3. 9. (d) Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pela determinação dos valores instantâneos das potências fornecidas pelos geradores e da potência demandada pelas cargas, para o caso em que as cargas consumidoras encontram-se conectadas.

O registro das variáveis é efetuado uma vez por hora de tempo simulado, durante o segundo ano do período simulado, nos instantes correspondentes aos valores inteiros de tempo. FIGURA 3. 10. Em princípio, há dois tipos de arquivo de saída, conforme o relatório seja *simples* ou *completo*. Em ambos os tipos de relatório, é armazenada uma matriz com 8640 linhas, correspondentes a uma linha por hora, 24 linhas por dia, 365 dias registrados.

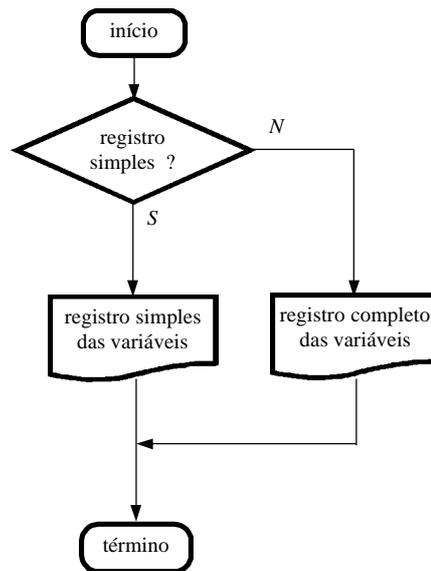


FIGURA 3. 10. Fluxograma da parcela do programa de simulação responsável pelo registro dos valores de algumas variáveis em arquivos de saída.

No relatório simples, são armazenadas 12 colunas, correspondentes às variáveis $[t-360, TFA_2, p_F, p_H, p_c, p_{cA}, e_{bat}, e_{res}, h, Cf, Ch, Cc]$, onde t é o tempo, e se armazena $t-360$ porque se avalia o segundo ano de simulação, TFA_2 é o tempo de falhas no atendimento durante o segundo ano de simulação, p_F é a potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico e aproveitada pelo sistema, p_H é a potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico e aproveitada pelo sistema, p_c é a potência demandada pelas cargas, p_{cA} é a potência fornecida às cargas, e_{bat} é a energia armazenada no banco de baterias, e_{res} é a energia armazenada no reservatório, h é a altura de queda sobre a turbina, Cf é a chave para conexão ou desconexão do gerador fotovoltaico, Ch é a chave para conexão ou desconexão do gerador hidrelétrico e Cc é a chave para conexão ou desconexão das cargas.

No relatório completo, são armazenadas 22 colunas, correspondentes às variáveis $[t-360, TFA_2, k_4, p_s, p_{fe}, p_F, p_{hh}, p_{he}, p_H, p_c, p_{cA}, \Delta e_{bat}, e_{bat}, de_b, \Delta e_{res}, e_{res}, de_r, v_{res}, h, Cf, Ch, Cc]$, onde k_4 é um contador que acumula o número de rodadas efetuadas pelo programa de simulação, p_s é a potência disponível ao gerador fotovoltaico, a radiação solar incidente por unidade de área, p_{fe} é a potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{hh} é a potência disponível ao gerador hidrelétrico, p_{he} é a potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, Δe_{bat} é a energia que deve ser acrescentada ou retirada do banco de baterias, de_b indica se o banco de baterias está sendo carregado ou descarregado, Δe_{res} é a energia que deve ser acrescentada ou retirada do reservatório, de_r indica se o reservatório está sendo carregado ou descarregado, v_{res} é o volume de água armazenado no reservatório.

Em suma, no relatório simples tem-se uma matriz de 8640 linhas por 12 colunas, resultando em um arquivo com cerca de 600kbytes, enquanto no relatório completo tem-se uma matriz de 8640 linhas por 22 colunas, resultando em um arquivo com cerca de 1150kbytes.

O relatório, armazenado em arquivo de tipo "txt", pode ser resumido em um gráfico¹⁶, como o que é mostrado na FIGURA 3. 11. No eixo horizontal aparece representado o tempo em anos. Nos eixos verticais são representadas várias funções: à esquerda, as potências disponibilizadas pelos geradores e fornecida às cargas, e à direita o estado de carga das baterias.

Em vermelho aparece o estado de carga das baterias (SOC). Em azul aparece a potência hidrelétrica disponibilizada (p_H), em preto a potência fotovoltaica máxima diária disponibilizada ($p_{F\text{ máx }d}$) e em verde a potência fornecida às cargas (p_{cA}). Pode-se observar que não ocorrem desligamentos do gerador hidrelétrico nem falhas no atendimento.

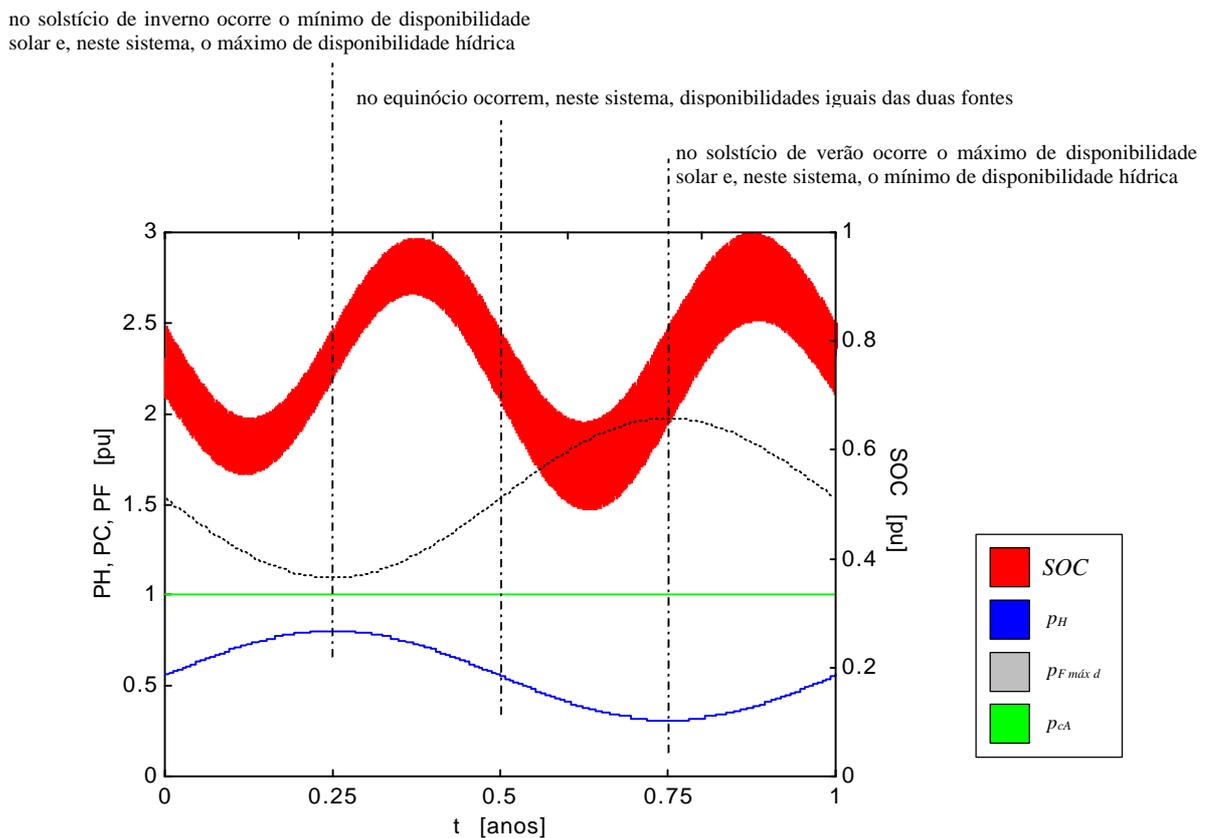


FIGURA 3. 11. Resultado da simulação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_r=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=1,00$, com $p_{he\text{ máx}}=p_{c\text{ máx}}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima e com perfil de demanda constante. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\text{ máx }d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

¹⁶ Gerado com *software* MATLAB, de acordo com BELUCO et alii, 2001b.

Em alguns gráficos da próxima seção, são mostrados, no eixo vertical à esquerda, a parcela da energia diária demandada pelas cargas que é efetivamente atendida ao invés da potência que é fornecida para consumo. Da mesma forma, em alguns gráficos, que detalham o comportamento do sistema em intervalos de alguns dias, aparece a potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, ao invés da potência máxima diária.

Na FIGURA 3. 11, a curva em azul corresponde a curva mais baixa da FIGURA 3. 4 (a), e a curva em preto à curva mais alta da FIGURA 3. 4 (b). A energia hidrelétrica anual (resultado da integral da curva em azul ao longo do ano mostrado), é igual à energia fotovoltaica anual (resultado da integral da função mostrada na FIGURA 3. 4 (c) e cujos valores máximos diários são mostrados na curva em preto), que por sua vez são iguais à energia demandada pelas cargas em um ano (resultado da integral da curva em verde).

O sistema simulado tem energia anual disponível para consumo igual à energia anual demandada, e além disso apresenta índice de complementariedade igual a um ($i_c=1,00$), o que corresponde a uma situação com complementariedade denominada como perfeita. Consequentemente, os índices de complementariedade no tempo, i_t , de energia, i_e , e entre as amplitudes, i_a , são também iguais a um ($i_t=1,00$, $i_e=1,00$ e $i_a=1,00$).

O índice de complementariedade no tempo é igual a um porque os mínimos de disponibilidade hídrica e solar apresentam uma defasagem de 180 dias. O mínimo de disponibilidade hídrica ocorre em $t=0,25$ ano, enquanto o mínimo de disponibilidade solar ocorre em $t=0,75$ ano. Em $t=0,00$ ano, $t=0,50$ ano e $t=1,00$ ano as disponibilidades são iguais aos respectivos valores médios. Conforme essa defasagem seja menor, o desempenho do sistema apresenta-se diferente, avaliado na FIGURA 3. 21 e na FIGURA 3. 26 da próxima seção.

O índice de complementariedade de energia é igual a um porque as energias totais hidrelétrica e fotovoltaica disponíveis ao longo do ano são iguais. A linha em preto na FIGURA 3. 11 apresenta-se acima da linha azul em função do comportamento típico da disponibilidade solar. Esse comportamento pode ser visualizado nos detalhes mostrados na FIGURA 3. 12. Conforme as disponibilidades ao longo do ano sejam diferentes, o desempenho do sistema apresenta variações, avaliado na FIGURA 3. 27 e na FIGURA 3. 28 da próxima seção.

O índice de complementariedade entre as amplitudes é igual a um porque as energias hidrelétrica e fotovoltaica disponíveis nos solstícios são iguais. Em outras palavras, as energias hidrelétrica e fotovoltaica diárias máximas são iguais, assim como as energias hidrelétrica e fotovoltaica diárias mínimas. Conforme essas energias diárias sejam diferentes, o desempenho do sistema apresenta variações, avaliado na FIGURA 3. 29 e na FIGURA 3. 32 da próxima seção.

O resultado apresentado também pode ser bastante diferente, de acordo com o perfil de demanda. Na próxima seção analisam-se os efeitos de alguns perfis de demanda (FIGURA 3.33), e os resultados, mostrados na FIGURA 3.34, servem de mote para uma comparação de alguns resultados deste trabalho com resultados obtidos por outros autores na simulação de sistemas híbridos eólicos fotovoltaicos ou de sistemas fotovoltaicos com apoio de geração diesel.

A FIGURA 3.12 mostra em detalhes os resultados da FIGURA 3.11 em dois intervalos de tempo: do 90º (0,2466 ano) ao 95º dia (0,2603 ano) e do 270º (0,7397 ano) ao 275º (0,7534 ano) dia. Nessa figura, em (a) tem-se a menor potência fotovoltaica disponível, no 92,5º dia, e em (b) a maior, no 272,5º dia.

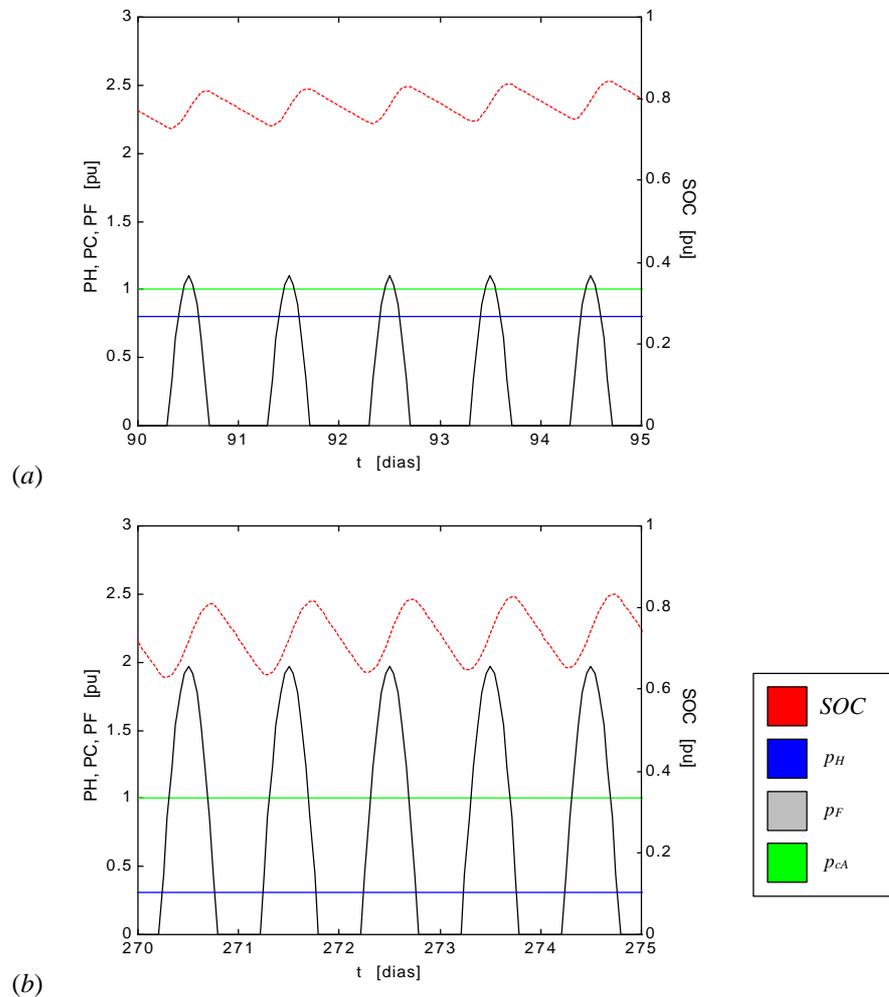


FIGURA 3.12. Detalhamento dos resultados da FIGURA 3.11 em dois intervalos de tempo: (a) do 100º ao 105º e (b) do 270º ao 275º dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{eA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A energia fotovoltaica no 92° dia é igual a energia hidrelétrica no 272° dia, da mesma forma que a energia fotovoltaica no 272° dia é igual a energia hidrelétrica no 92° dia. Esse foi o critério imaginado para uma complementariedade perfeita entre as amplitudes de variação de disponibilidade energética.

No primeiro intervalo de tempo, mais próximo do solstício de inverno, a disponibilidade hidrelétrica é maior que a disponibilidade fotovoltaica. No segundo, mais próximo do solstício de verão, obviamente ocorre o contrário. Observa-se, comparando os dois períodos, a diferença na potência máxima diária fotovoltaica disponível e na duração dos dias, e também na potência hidrelétrica disponível.

Observa-se que as baterias recebem carga durante o dia e perdem carga durante a noite. No primeiro intervalo de tempo, a taxa com que as baterias recebem energia é menor, devido a menor potência fotovoltaica disponível. No segundo período, a taxa com que as baterias perdem energia é maior, porque a diferença entre consumo e geração durante o segundo semestre é maior, já que a disponibilidade hidrelétrica é menor.

Se, por exemplo, um sistema tiver cargas com consumo constante com potência de 600W, o gerador hidrelétrico deverá ter potência instalada de no mínimo 534W, e o gerador fotovoltaico deverá contar com área de coleção de 16,40m². O consumo diário é de 600Wd, ou 14400Wh, e o banco de baterias deve ter capacidade para o dobro disso, ou 28800Wh. Essa capacidade de acumulação pode ser obtida com 8 baterias de 150Ah em 24V.

Na FIGURA 3. 11 pode-se observar que a máxima potência hidrelétrica disponibilizada pelo gerador é igual a 0,89, que equivale no exemplo à potência de 534W. É interessante observar que essa potência é 11% menor que a potência demandada pelas cargas. Em sistemas pequenos como esse, considerado à guisa de exemplo, uma vantagem desse tipo dificilmente pode ser aproveitada, em função da padronização dos equipamentos disponíveis no mercado.

A área adimensional dos módulos fotovoltaicos é igual a 24,61, indicada na legenda da FIGURA 3. 11. No exemplo, essa área equivale a 16,40m² e pode ser obtida com 16 a 18 módulos comerciais de cerca de 1m² disponíveis no mercado. Essa área equivale aproximadamente a uma potência de 1500Wp, que pode ser observada no gráfico da FIGURA 3. 12 (b), onde os valores máximos de potência fotovoltaica disponibilizada atingem 2,50pu.

Certamente o menor gerador síncrono disponível comercialmente tem capacidade de 1kW, o que garante que a energia hidrelétrica disponível além da disponibilidade considerada nas simulações poderá ser turbinada. Da mesma forma, as dimensões das baterias e dos módulos fotovoltaicos comercializados devem garantir uma folga em relação às capacidades de

armazenamento e às áreas de coleção considerados nas simulações, e essa folga sempre é favorável ao desempenho dos sistemas.

Observa-se que em nenhum dos dois intervalos de tempo ocorrem falhas ou desconexões do gerador hidrelétrico. Esses eventos podem ser visualizados em alguns detalhes de simulações mostrados na próxima seção. E ficam claras também as oscilações do estado de carga das baterias, que na FIGURA 3. 11 aparecem como uma larga faixa em vermelho.

Sempre que a potência total fornecida à carga for menor que a potência demandada ocorrerá o que se denomina como uma *falha no atendimento*. O desempenho de um aproveitamento pode ser avaliado pelo *tempo total de falha no atendimento* em um intervalo de tempo (*TFA*) ou pelo que é denominado como *índice de falhas* (i_f), que é a razão entre o tempo total de falhas em um intervalo de tempo e o tempo total considerado. O tempo total de falha no atendimento e o índice de falhas podem ser calculados em bases diárias, semanais, mensais, sazonais ou anuais. O índice i_f pode ser calculado pela equação adimensional abaixo,

$$i_f = \frac{TFA}{T} \quad (3.47)$$

onde T é o tempo total considerado na análise (dias, semanas, meses, estações ou anos). O sistema simulado acima não apresentou falhas no atendimento.

O desempenho do sistema ainda pode ser avaliado por outros meios, conforme é comentado nas próximas seções. O índice de falhas pode ser complementado por um índice de sub utilização do gerador hidrelétrico (i_{gh}), que contabilizaria o tempo total em que o gerador hidrelétrico gera uma potência que é menor que a potência hidrelétrica disponível (*TGH*). Esse índice pode ser calculado pela expressão a seguir.

$$i_{gh} = \frac{TGH}{T} \quad (3.48)$$

Esse índice assume valores positivos quando ocorrerem desconexões do gerador hidrelétrico, ou valor zero quando o gerador hidrelétrico encontrar-se permanentemente acionado. É possível ainda criar um terceiro índice, que assumiria valores positivos iguais ao índice de falhas, e valores negativos iguais ao índice de sub utilização do gerador hidrelétrico.

Da mesma forma, podem ainda ser avaliadas a diferença entre as potências gerada e consumida (ΔP) e entre as energias gerada e consumida (ΔE). Essas diferenças assumiriam valor zero quando as potências ou as energias gerada e consumida fossem iguais ao longo do ano. Um sistema sub motorizado levaria a valores negativos para essas diferenças, enquanto

um sistema super motorizado a valores positivos. Essas diferenças podem ser calculadas por:

$$\Delta P = (P_H + P_F) - P_C \quad (3.49)$$

$$\begin{aligned} \Delta E &= \int \Delta P dt = \int (P_H + P_F - P_C) dt \\ &= (E_H + E_F) - E_C \end{aligned} \quad (3.50)$$

Nesta tese, apenas o índice de falhas é empregado para avaliação de desempenho.

Por fim, a FIGURA 3. 13 mostra uma comparação dos resultados obtidos com diferentes intervalos de tempo dt entre as rodadas de simulação, para um sistema com baterias com 1 dia de capacidade. O resultado da FIGURA 3. 11, para um sistema com baterias para 2 dias, foi obtido para $dt=5\text{min}$, ou seja, para 12 rodadas de cálculo por hora de tempo do sistema simulado. Esse valor para dt foi adotado em todas as simulações.

A partir de dt aproximadamente maior que 6 minutos o índice de falhas fica definido até pelo menos a segunda casa decimal, quando expresso em percentagem, mostrando-se mais que suficiente para avaliação desempenho. Esse teste indica apenas a sensibilidade da sistemática de simulação frente a sua própria estrutura. Resultados diferentes poderão ser observados com diferentes perfis de consumo e diferentes séries de dados vazão e de radiação solar.

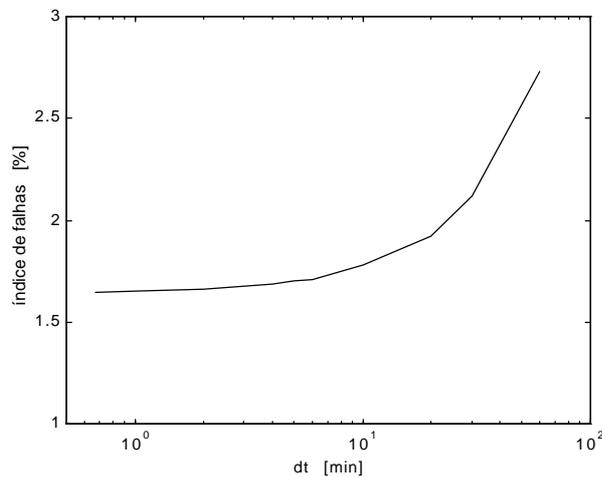


FIGURA 3. 13. Comparação do índice de falhas para resultados obtidos com diferentes intervalos de tempo dt entre as rodadas de simulação, para o sistema da FIGURA 3. 11 (que foi simulado com $dt=5\text{min}$, ou seja, com 12 rodadas por hora de tempo simulado) com baterias para 1 dia.

O programa utilizado para as simulações pode ser facilmente adaptado ou modificado para o estudo de sistemas híbridos baseados em outras fontes de energia, sistemas com cargas consumidoras com diferentes perfis de demanda e mesmo sistemas com diferentes dispositivos de acumulação.

3. 3. Resultados obtidos com dados de entrada idealizados.

Esta seção apresenta e discute os resultados obtidos com a utilização de dados idealizados de disponibilidades hídrica e solar. Em diferentes graus de detalhamento, foram avaliados: (a) os efeitos de diferentes dimensões e de diferentes estratégias de operação do banco de baterias, (b) os efeitos de diferentes valores dos índices de complementariedade e (c) os efeitos de diferentes perfis de demanda. Ao final, são adicionados alguns comentários relacionados ao dimensionamento desses aproveitamentos, e apresentados resultados da simulação com um dos perfis de demanda, a partir de uma modificação na estratégia de operação, que confirmam resultados de um trabalho de Kellogg et alii, 1998. A próxima seção apresenta uma metodologia para dimensionamento, e na seção seguinte há resultados da simulação computacional executada com dados meteorológicos reais.

O sistema que aparece simulado na FIGURA 3. 11 é um sistema com complementariedade considerada perfeita, com energia total anual disponível para consumo igual à energia total anual demandada pelas cargas, com um banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, sem reservatório de acumulação não apresentando falhas no atendimento das demandas das cargas consumidoras.

Esse sistema foi considerado como “ponto de partida” nas simulações, e aparece repetido exhaustivamente nas figuras desta seção, para fácil comparação com os resultados apresentados. Essa escolha foi feita após a avaliação dos resultados mostrados na FIGURA 3. 14 (que mostra o resultado da FIGURA 3. 11 em (c)) que compara diferentes proporções entre a energia total anual disponível para consumo e a energia total anual demandada pelas cargas.

A proporção π_{dd} , definida na seção anterior, relaciona essas energias. São mostrados resultados correspondentes aos valores de 0,980, 0,995, 1,000, 1,005 e 1,020 para essa proporção. Para os dois primeiros correspondem índices de falha de 2% e de 0,5%, respectivamente, enquanto nos outros não ocorrem falhas. Nos dois últimos ocorre sub utilização do gerador hidrelétrico, que é consequência da formulação da estratégia de operação.

Observa-se como nos dois primeiros, em (a) e (b), ocorrem as falhas, menos intensas no segundo, com as falhas diminuindo a partir do pico de disponibilidade hídrica. E como nos dois últimos, em (d) e (e), ocorre sub utilização do gerador hidrelétrico, mais intensa no último. Em (a) e (b) existe menos energia do que a demanda, e em (d) e (e) existe mais energia do que a demanda, fazendo com que a situação em (c) se configure como uma transição.

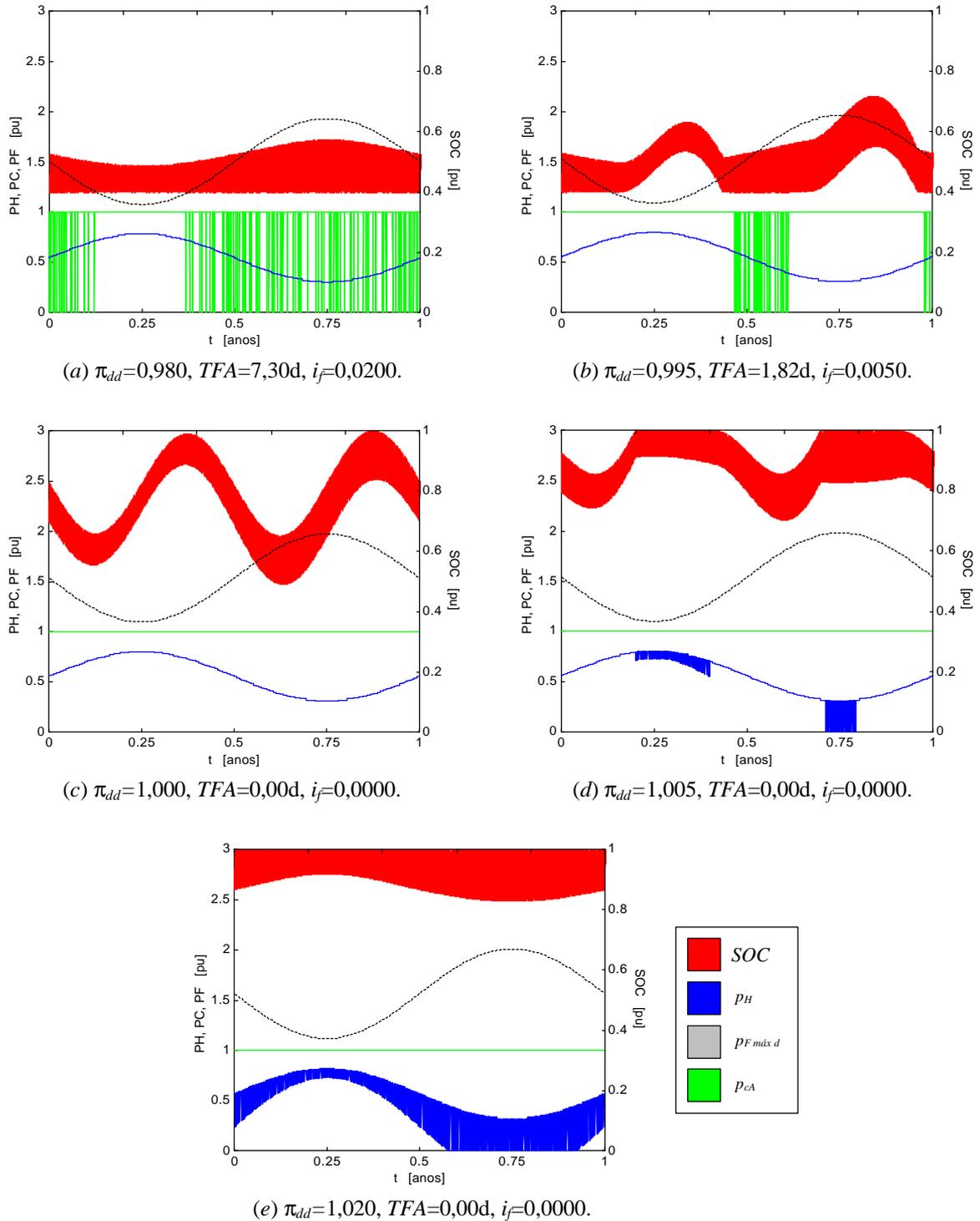


FIGURA 3. 14. Efeitos de diferentes proporções entre energia disponível para consumo e energia demandada pelas cargas (π_{dd}) sobre o desempenho de um sistema com $i_i=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, sem reservatório de acumulação e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{dd}=0,980$, $a_f=24,12$, (b) $\pi_{dd}=0,995$, $a_f=24,49$, (c) $\pi_{dd}=1,000$, $a_f=24,61$, (d) $\pi_{dd}=1,005$, $a_f=24,74$ e (e) $\pi_{dd}=1,020$, $a_f=25,11$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A situação em (c) é realmente a que pode fornecer informações mais valiosas sobre o funcionamento do sistema, que poderão ser utilizadas para dimensionamento, na medida em que nas outras ou há falta ou há excesso de energia. Essa situação também pode ser pensada como uma situação limite, já que uma certa “folga” no sistema, em termos de energia, garante menos falhas e “leva” o sistema de (c) na direção de (e).

A energia armazenada nas baterias, representada nesses gráficos com uma linha vermelha, apresenta duas variações que diminuem com o aumento da capacidade de acumulação. Primeiro a espessura da linha, associada às variações diárias de energia acumulada, que diminui conforme bancos com maiores capacidades são representados em um eixo vertical que mantém suas dimensões. E também a diferença entre as energias acumuladas mínima e máxima, que diminui porque o aumento da capacidade do banco de baterias faz com que as correntes de carga ou de descarga usuais, que não dependem em princípio da capacidade das baterias, se tornem proporcionalmente menos importantes, representando parcelas menores da capacidade máxima de armazenamento das baterias. Observa-se claramente que a energia armazenada nas baterias apresenta dois picos ao longo do ano, já observados na FIGURA 3. 11, levemente defasados em relação aos picos de disponibilidade hídrica e solar. E apresenta dois vales, levemente defasados em relação aos períodos de estiagem. Esse comportamento não é observado em sistemas com excesso ou falta de energia.

O estudo dos efeitos de diferentes estratégias de operação do banco de baterias consiste no estudo dos efeitos de diferentes níveis para descarga e recarga e visa determinar também as conseqüências da escolha de um nível intermediário, ao invés de definir a recarga até a capacidade máxima, para atenuação de transientes eletromecânicos, conforme discutido nos capítulos 2 e 4.

Segundo Van Dijk, 1991, a recarga até um nível intermediário, como por exemplo 90% da capacidade máxima, garante um aumento na vida útil das baterias. Esse aumento traduz-se diretamente em melhoria da viabilidade econômica do sistema, já que, segundo a análise de sensibilidade aos custos apresentada por Lasnier e Ang, 1990, as baterias constituem parte importante dos custos de instalação e dos custos de manutenção de um sistema energético.

Entretanto, a utilização de baterias para atenuação de transientes eletromecânicos não é bem vista por Tripathy, 1997a, e outros autores, que sugerem a utilização de outros acumuladores, tais como sistemas com ar comprimido, volantes ou dispositivos supercondutores.

Por outro lado, o uso de baterias automotivas parece justificado pela sua difusão no mercado, pela grande variedade de modelos e por envolver tecnologias bem conhecidas.

O efeito de diferentes dimensões de bancos de baterias sobre o desempenho do sistema da FIGURA 3. 11 aparece ilustrado nos resultados apresentados na FIGURA 3. 15. São mostrados cinco resultados, correspondentes a bancos com capacidades para 1, 2, 3, 5 e 10 dias. O primeiro desses sistemas apresentou falhas em 0,19% do tempo, enquanto os outros não apresentaram falhas. O sistema da FIGURA 3. 11 aparece repetido na FIGURA 3. 15 (b).

As falhas apresentam-se baixas ou nulas porque o sistema tem energia disponível igual à energia demandada ao longo do ano e tem períodos de estiagem que não se mostram intensos, devido à complementariedade que existe entre as amplitudes de variação de energia. Além disso, o sistema conta com potência hidrelétrica instalada igual à potência máxima demandada ao longo do ano e conta com grande área de coleção.

Observa-se que o aumento da capacidade das baterias leva a redução das oscilações diárias e sazonais de energia acumulada, na medida em que as correntes em circulação no sistema tornam-se menos importantes em relação à capacidade das baterias. Então, pode-se afirmar que o aumento da capacidade do banco de baterias contribui para o aumento da vida útil das baterias, na medida em que as profundidades de descarga se tornam menores.

O tamanho das baterias deve corresponder ao melhor balanço, em termos econômicos, entre energia acumulável e tempo de vida útil, levando em conta custos iniciais e custos de manutenção. Um banco de baterias de grandes dimensões durará mais tempo, com custos iniciais maiores. Um banco de baterias menor atingirá descarga mais profundas, sofrerá mais ciclos de carga e descarga e terá vida útil mais curta, mas com custos iniciais menores.

O comportamento da energia armazenada no banco de baterias é fundamentalmente o mesmo nos cinco casos. Apenas no primeiro mostra-se um pouco alterado, já que as variações de carga ultrapassariam o limite definido pela estratégia de operação, de 40% da capacidade máxima para descarga e de 100% para recarga, e a aparência aproximadamente senoidal do comportamento para outras dimensões não chega a se estabelecer.

A FIGURA 3. 15 (a) permite observar períodos de falhas no atendimento e de acionamento parcial do gerador hidrelétrico. Observa-se que as falhas ocorrem em um período intermediário das disponibilidades, nem em picos, nem em estiagens. Essa característica ficará mais evidente em resultados apresentados mais adiante. O acionamento parcial do gerador hidrelétrico ocorre no pico de disponibilidade hídrica.

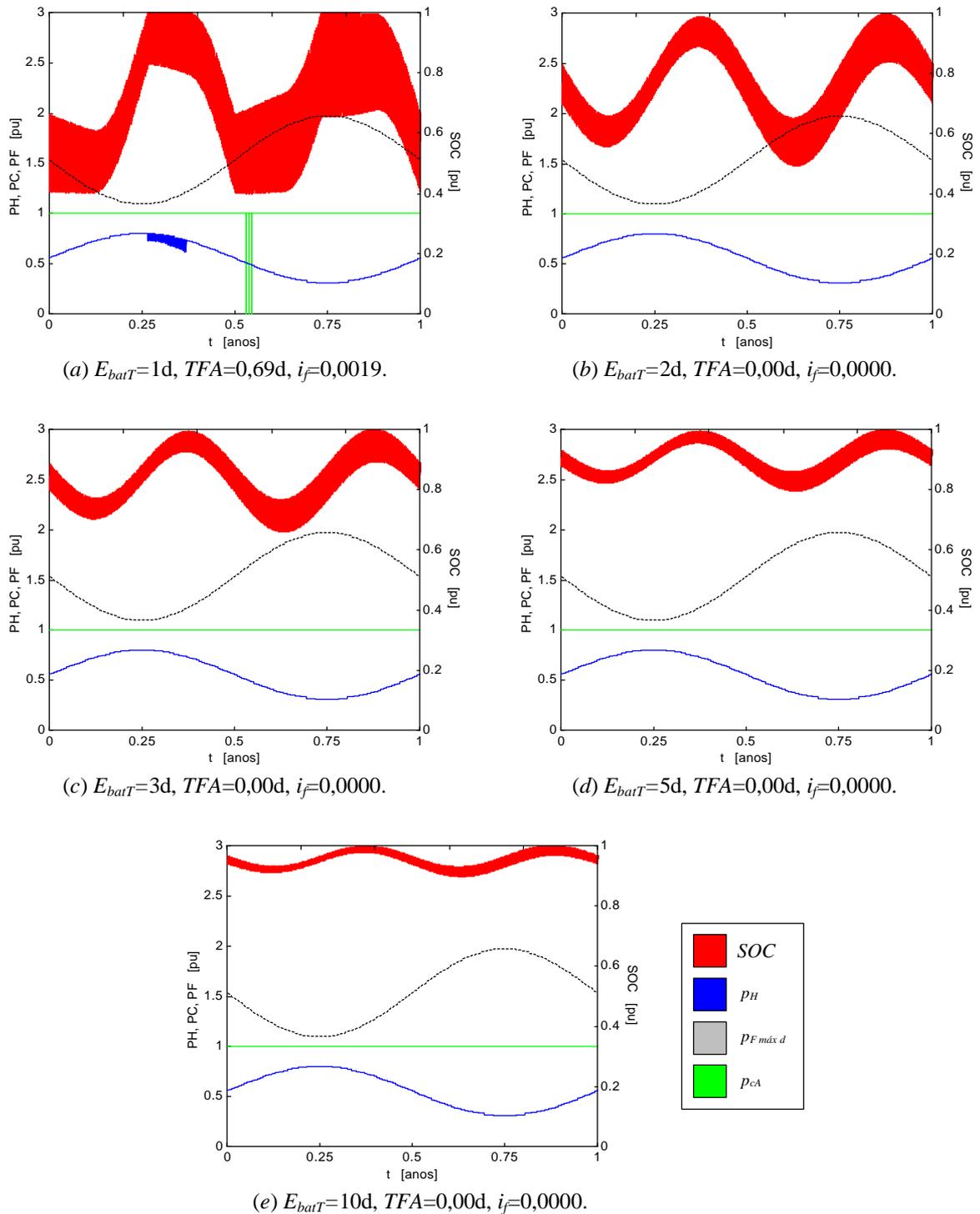


FIGURA 3. 15. Efeitos de bancos de baterias de diferentes dimensões sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_f=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_n=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $\alpha_f=24,61$, sem reservatório de acumulação e com perfil de demanda constante. Bancos de baterias com capacidade para (a) 1 dia, (b) 2 dias, (c) 3 dias, (d) 5 dias e (e) 10 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A FIGURA 3. 16 (a) detalha parte do período em que ocorre acionamento parcial do gerador hidrelétrico, e a FIGURA 3. 16 (b) parte do período em que há falhas no atendimento, no sistema da FIGURA 3. 15 (a). Como é de se esperar, o gerador hidrelétrico é subutilizado no período do final da tarde, quando as baterias encontram-se carregadas, enquanto as falhas acontecem sempre pela manhã, quando as baterias encontram-se descarregadas até o limite sugerido pela estratégia de operação.

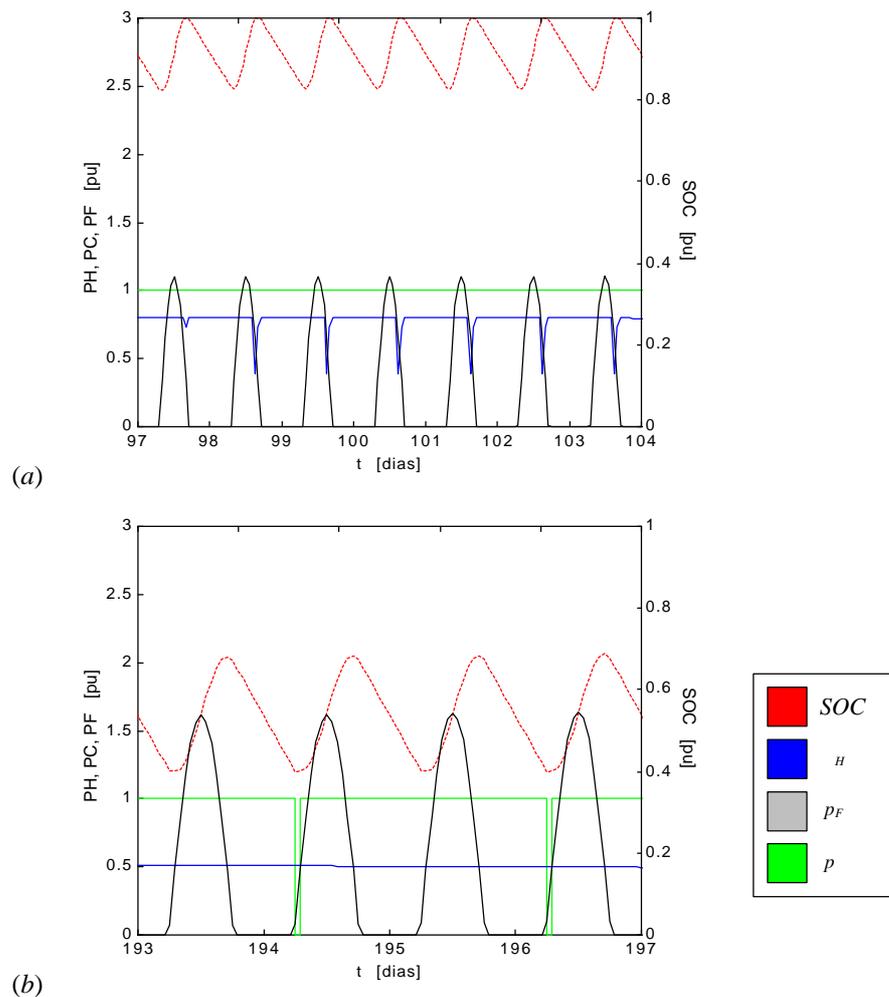


FIGURA 3. 16. (a) Detalhe do período em que há falhas no atendimento, no sistema da FIGURA 3. 15 (a), no período do 97º ao 104º dias. (b) Detalhe do período em que há desconexão do gerador hidrelétrico no sistema da FIGURA 3. 15 (a), no período do 193º ao 197º dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

É importante ressaltar que os gráficos apresentados mostram resultados para cada hora do tempo simulado, mesmo que tenham sido efetuados vários cálculos por hora de tempo simulado. Por essa razão, os resultados aparecem com forte inclinação entre o momento em que o gerador hidrelétrico encontra-se acionado e em que encontra-se subutilizado, ou entre o

momento em que as cargas encontram-se atendida e em que há falha no atendimento. Também por essa razão alguns dos resultados não indicarão graficamente falhas no atendimento, apesar do valor numérico do índice ser diferente de zero (como na FIGURA 3. 27), ou por outro lado as falhas aparecerão maiores que o índice (como na FIGURA 3. 21).

Os geradores hidrelétrico e fotovoltaico, serão desconectados quando o banco de baterias estiver com carga próxima do máximo estabelecido pela estratégia de operação adotada, enquanto as falhas ocorrerão quando a carga alcançar o mínimo permitido. Essas falhas podem ser evitadas se as baterias tiverem capacidade para apresentar estados de carga acima do mínimo nos períodos de menor energia acumulada, ou se houver capacidade de reservação e o gerador hidrelétrico, nesses períodos, puder disponibilizar potências maiores.

A FIGURA 3. 17 apresenta o comportamento do índice de falhas em função das dimensões do banco de baterias, para resultados da FIGURA 3. 15 e de Beluco et alii, 2001b. Essa curva confirma resultados apresentados por Lasnier e Ang, 1990, e será qualitativamente a mesma, mas quantitativamente diferente para sistemas com composições diferentes.

Observa-se que, como esperado, o índice de falhas diminui com o aumento da capacidade do banco de baterias. Conforme o banco fica pequeno a confiabilidade desses resultados diminui, na medida em que a ordem das operações efetuadas na simulação passam a influenciar os resultados.

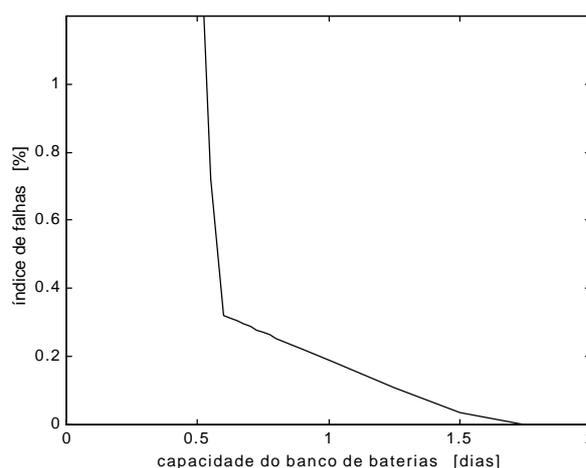


FIGURA 3. 17. Comportamento do índice de falhas em função da capacidade do banco de baterias, para resultados da FIGURA 3. 15 e de Beluco et alii, 2001b.

O efeito de diferentes níveis para descarga máxima, com recarga até 100%, é mostrado na FIGURA 3. 18. São mostrados cinco resultados, correspondentes a descargas até 90%, 80%, 70%, 60% e 50% da capacidade máxima. Os resultados indicam respectivamente falhas de 7,41%, 0,30%, 0,19%, 0,08% e 0,01%.

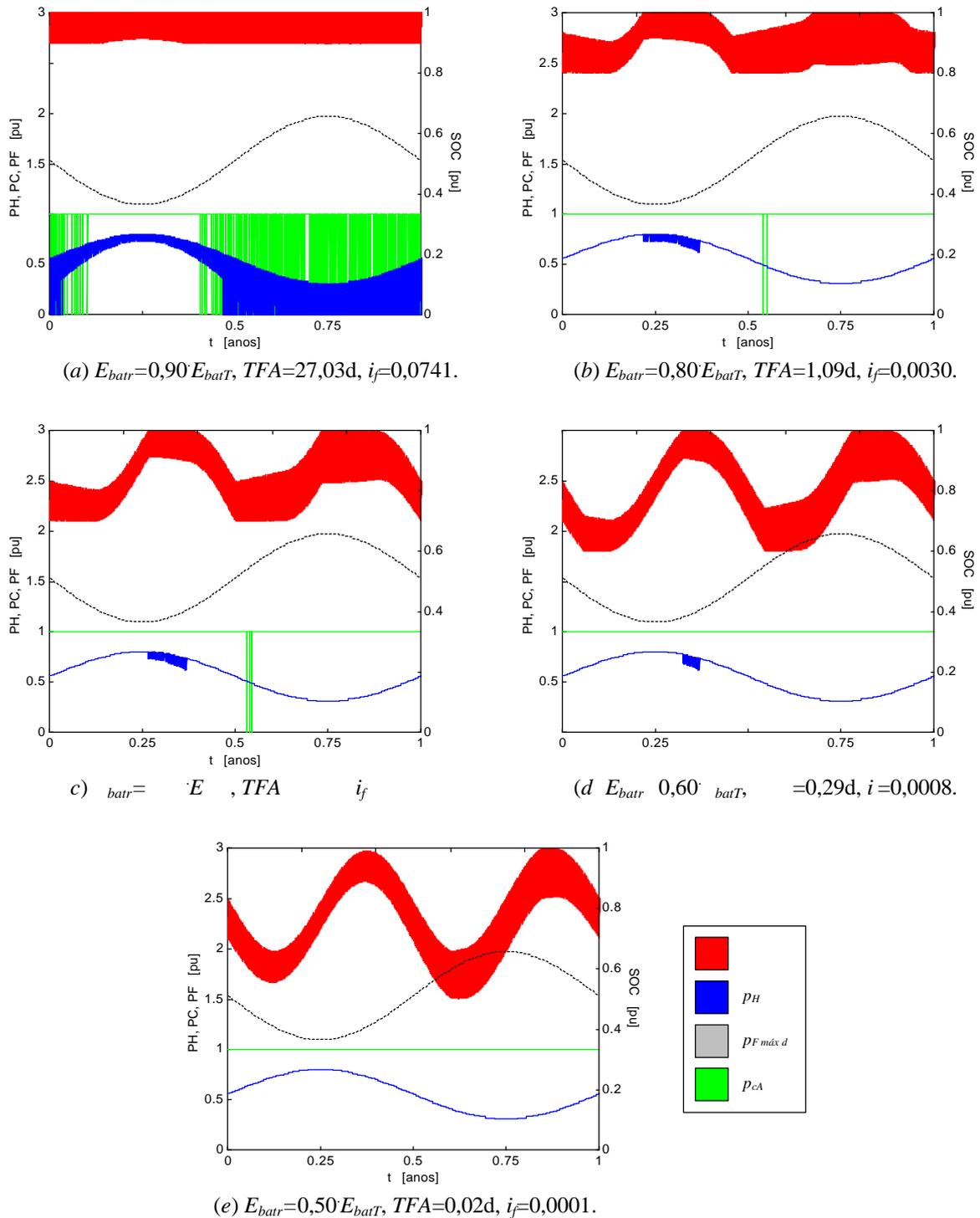


FIGURA 3. 18. Efeitos de diferentes profundidades de descarga do banco de baterias sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_f=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he máx}=p_{c máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com recarga até 100% da carga máxima e com perfil de demanda constante. Descarga do banco de baterias até (a) 90%, (b) 80%, (c) 70%, (d) 60% e (e) 50% da capacidade máxima. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F máx d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

O índice de falhas, como é esperado, é tanto maior quanto menor é a diferença entre os limites inferior e superior de carga das baterias. Observa-se um crescente “achamento” das variações de carga no banco de baterias, provocando um aumento de falhas no atendimento, conforme a profundidade para descarga máxima se aproxima do nível para recarga.

Como comentado anteriormente, as falhas em (a) parecem desmentir a contagem de pouco mais de 25 dias. A apresentação condensada de um ano inteiro, no entanto, aproxima bastante as falhas diárias, dando a impressão delas preencherem mais de dois terços do ano. Da mesma forma, o gerador hidrelétrico parece ser constantemente conectado e desconectado, quando na verdade os detalhes apresentados adiante mostram que essas operações ocorrem com frequência, mas durante pouco tempo.

Obviamente, os resultados discutidos acima não dependem dos níveis absolutos para descarga máxima ou para recarga, mas da diferença entre eles, e na medida que essa diferença se repita em situações com diferentes níveis para recarga, se repetirá o desempenho do sistema. A FIGURA 3. 19 apresenta o comportamento do índice de falhas em função da diferença entre os níveis de descarga e de recarga, como parcela da capacidade máxima do banco de baterias, para os resultados da FIGURA 3. 18 e da FIGURA 3. 15 (b), e de Beluco et alii, 2001b.

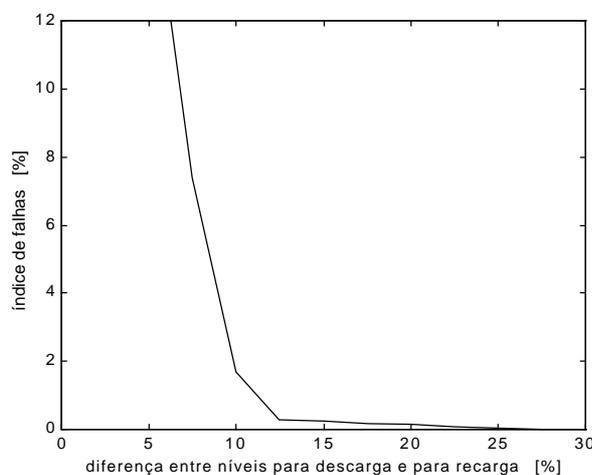


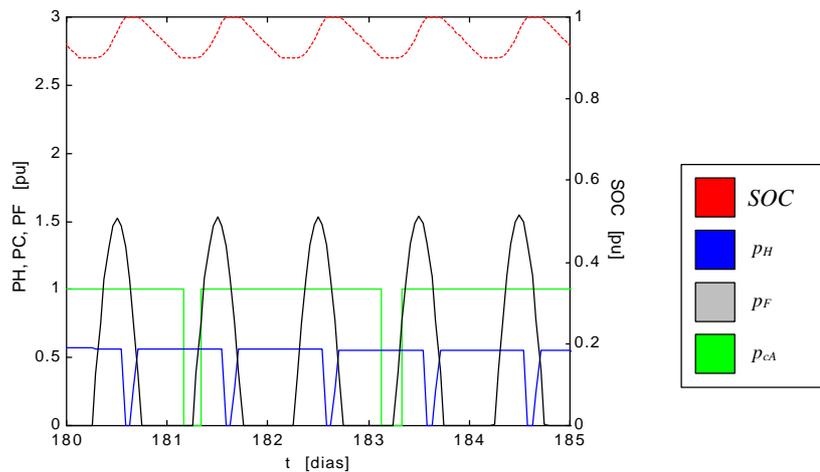
FIGURA 3. 19. Comportamento do índice de falhas em função da diferença entre os níveis para descarga e recarga do banco de baterias, para resultados da FIGURA 3. 18, da FIGURA 3. 15 (b) e de Beluco et alii, 2001b.

Observa-se que, como é esperado, o índice de falhas diminui com o aumento da diferença entre os níveis de descarga e de recarga do banco de baterias. Esse comportamento está obviamente associado à capacidade disponibilizada para armazenamento. Observa-se também uma forte variação do índice de falhas para diferenças menores que 20%.

O estabelecimento do comportamento da energia acumulada nas baterias, aproximadamente senoidal, ocorre apenas quando o intervalo entre descarga e recarga atinge valores carga” podem se desenvolver em sua plenitu

Entretanto, com exceção do primeiro gráfico, em todos podem ser observados os dois picos e os dois vales, sempre com a mesma localização aproximada, já comentados anteriormente. Também com exceção do primeiro gráfico, as falhas e os desligamentos do gerador

O período do dia 180 ao dia 185 da FIGURA 3. (a é interessante na medida em que mostra falhas e desconexões do gerador hidrelétrico ocorrendo simultaneamente. Como a quando as baterias atingem estados de carga mais baixos e desconexões do gerador hidrelétrico no fim da tarde, quando as baterias encontram-se completamente carregadas.



20. Detalhe do período em que há falhas no atendimento das cargas, no sistema da (), no período do 180º ao 185º dias. Ao meio dia do 182º
 Convenções: SOC P_H P_F P_{cA} oras.

ser descarregado até níveis mais baixos, mas que tenha capacidade de carga limitada. Nesse caso, a diferença seria encontrada nas taxas de carga e de descarga, que seriam as mesmas se

banco de capa

O banco de baterias deve então ser idealizado tendo a 17 e a 19 em

de descarga tais que sua vida útil alcance valores razoáveis, e que envolvam custos iniciais praticáveis. O estabelecimento da profundidade máxima de descarga ainda pode garantir uma reserva de energia, a ser utilizada em situações de emergência. E o nível de recarga pode ser mantido em um patamar intermediário, para que exerça um efeito de atenuação de transientes eletromecânicos do sistema turbina gerador.

O estudo dos efeitos de diferentes valores dos índices de complementariedade, tanto no tempo quanto de energia e entre as amplitudes, engloba os efeitos de variações nas disponibilidades energéticas e de diferentes combinações de potências hidrelétrica e fotovoltaica instaladas, além dos efeitos de diferentes vazões turbinadas pela máquina primária do gerador hidrelétrico.

O efeito de variações no índice de complementariedade no tempo sobre o sistema da FIGURA 3. 11 aparece ilustrado nos resultados da FIGURA 3. 21. São mostrados quatro resultados, correspondentes respectivamente às defasagens de 180, 150, 120, 90 e 0 dias entre os mínimos de disponibilidade hídrica e solar, e aos valores de 1,00, 0,83, 0,67, 0,50 e 0,00 para o índice de complementariedade no tempo. Os resultados indicam respectivamente falhas de 0,00%, 3,37%, 6,71%, 9,59% e 13,80%.

O sistema da FIGURA 3. 11 aparece repetido na FIGURA 3. 21 (a). Observando o conjunto de gráficos fica evidente a transição no comportamento da energia acumulada nas baterias, que passa a apresentar apenas um pico e um vale. O período de máxima carga acumulada tem início aproximadamente com o final da estiagem da disponibilidade hídrica, com exceção do caso em que não há defasagem entre as disponibilidades, quando essa fase coincide justamente com os picos de disponibilidade.

Observa-se que as falhas iniciam no período de estiagem de disponibilidade solar, exatamente quando as baterias alcançam os mais baixos estados de carga. Com exceção do primeiro, onde não há falhas, e do último, onde as falhas obviamente coincidem com os períodos de estiagem das disponibilidades. Observa-se portanto uma tendência das falhas iniciarem em função da menor disponibilidade de energia solar, já que as potências disponibilizadas pelo gerador fotovoltaico são maiores e permitem uma recarga mais rápida das baterias.

Os valores máximos de carga das baterias durante o período de falhas são sempre bastante menores que os valores mínimos de carga durante o outro período do ano. Como as oscilações diárias do banco de baterias empregado mostram-se sempre menores que a diferença entre os valores mínimo e máximo de carga, pode-se otimizar as dimensões do banco, reduzindo-lhe a capacidade e ainda assim mantendo o mesmo índice de falhas.

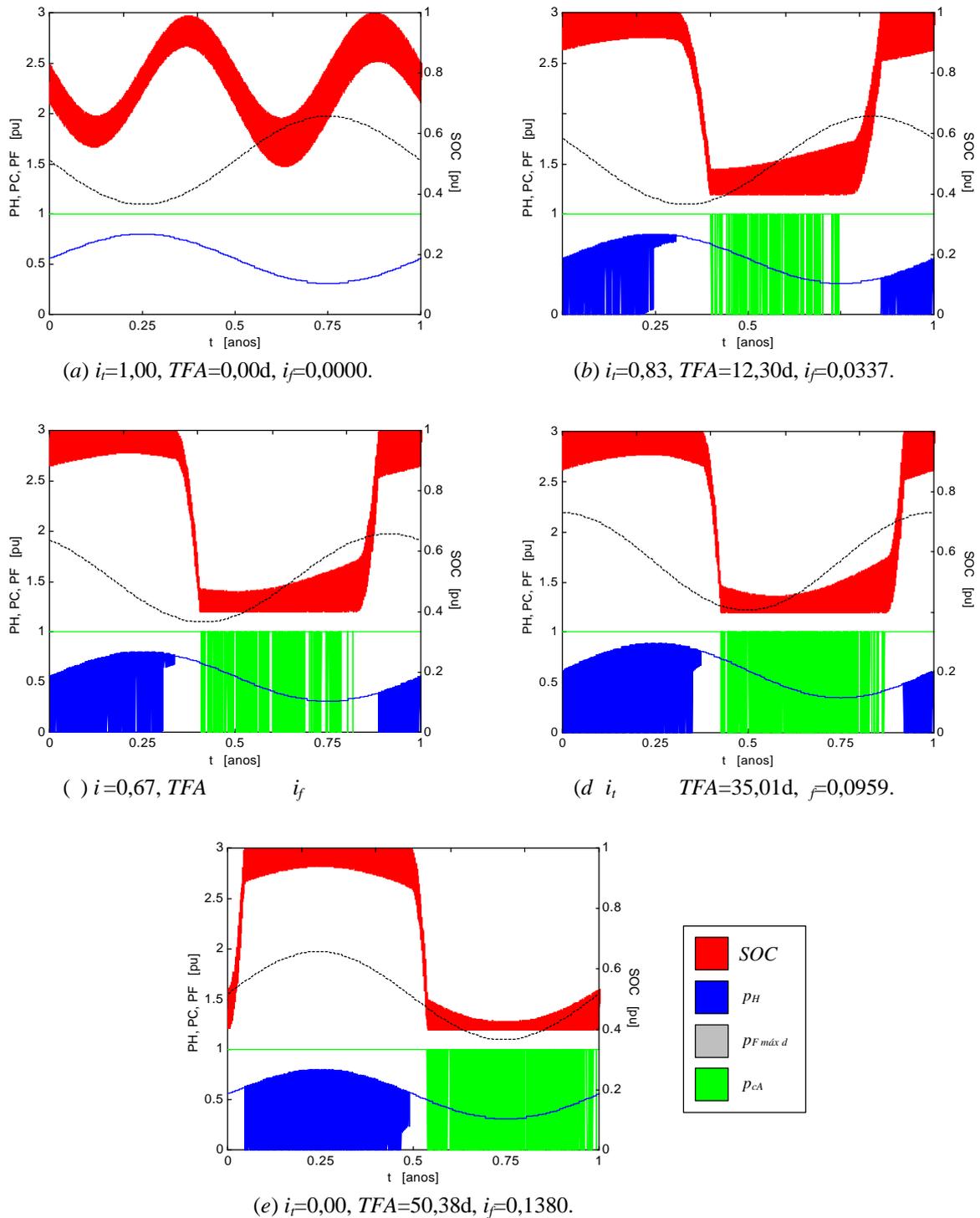


FIGURA 3. 21. Efeitos de diferentes defasagens entre as disponibilidades mínimas sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Defasagens de: (a) 180 dias [$i_f=1,00$] para comparação, (b) 150 dias [$i_f=0,83$], (c) 120 dias [$i_f=0,67$], (d) 90 dias [$i_f=0,50$] e (e) sem defasagem entre os mínimos de disponibilidade [$i_f=0,00$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

O período de máxima carga das baterias, que em (b), (c) e (d) se estende do pico para o vale de disponibilidade solar, tende a ocorrer cada vez mais cedo, para em (e) ocorrer no período em que os picos de disponibilidade hídrica e solar coincidem. Obviamente o mesmo ocorre com o período de menor carga das baterias, que em (b) inicia pouco depois da estiagem de disponibilidade solar e em (e) coincide com o período de estiagem das duas fontes.

A FIGURA 3. 22 detalha dois períodos do sistema simulado na FIGURA 3. 21 (e).

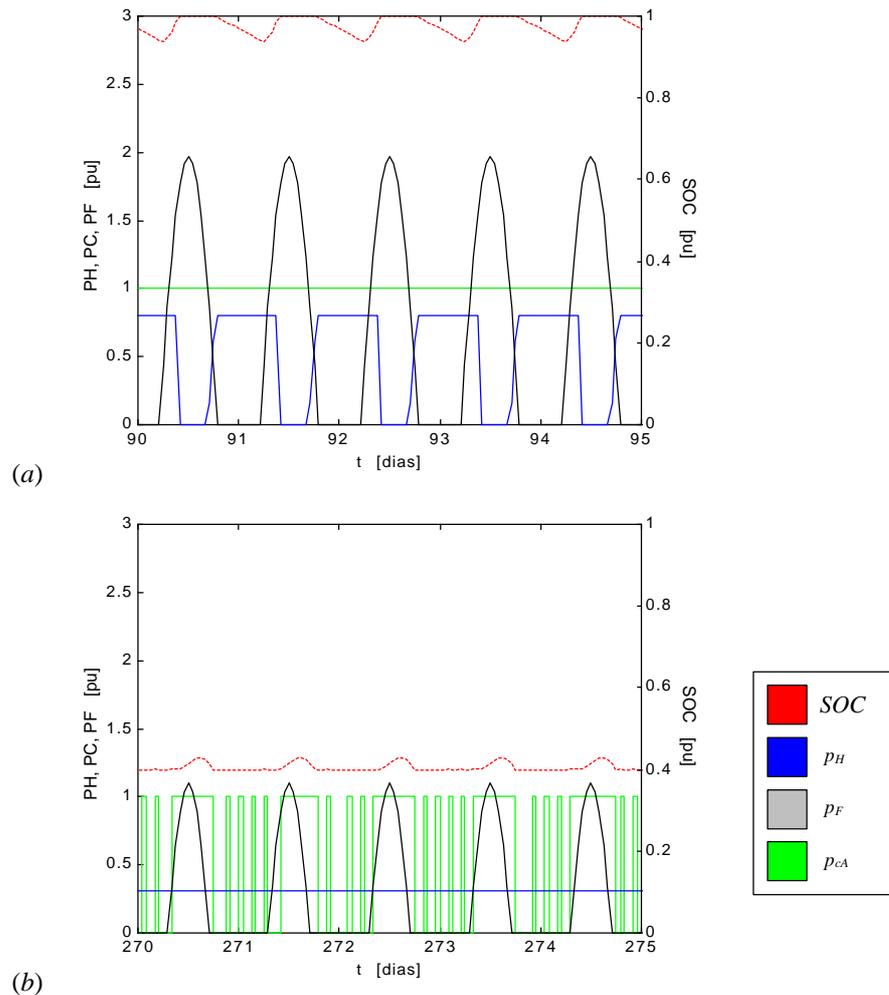


FIGURA 3. 22. (a) Detalhe do período em que há falhas no atendimento das cargas, no sistema da FIGURA 3. 21 (e), no período do 90° ao 95° dias. (b) Detalhe do período em que há desconexão do gerador hidrelétrico no sistema da FIGURA 3. 21 (e), no período do 270° ao 275° dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

Em (a) observam-se os freqüentes e longos desligamentos do gerador hidrelétrico, já que as baterias encontram-se muito próximas de sua carga máxima. Em (b) ficam evidentes as constantes falhas, já que as baterias encontram-se agora muito próximas de sua carga mínima. Um banco de baterias com maior capacidade teria apenas o efeito de retardar o início das fa-

fotovoltaico com maior capacidade de geração melhoraria o desempenho do sistema.

A utilização de bancos de baterias com mais capacidade adiará o início do período de

FIGURA 3. 26

FIGURA 3. 24

potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico seja menor que a disponibilidade hídrica no segundo semestre, um aumento na potência instalada no gerador hidrelétrico também contribuiria para eliminar as falhas, na medida em que se pode observar na 14 como uma

baterias de seu limite supe

Na FIGURA 3. , o sistema da FIGURA 3. tem a potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico aumentada respectivamente em 0,25%, 0,50%, 0,75%, 1% e 5%, e observa-se

e-

(a já é sufi

ciente para elevar os patamares de energia acumulada observados da FIGURA 3. . Já o aumento em () chegou a provocar uma sub utilização significativa do gerador hidrelétrico.

o o uso

de mais água nos períodos críticos. O pior caso é da 21 (), onde as falhas somam

para reduzir quase a zero as falhas. A estratégia de operação pode decidir pelo turbinamento da água acumulada se a potência disponibilizada pelos geradores não for suficiente e se a carga das baterias estiver próxima de seu limite inferior.

A 24 mostra uma comparação do resultado da 21 () (incluído em a) (b a potência obtida além da disponibilidade hídrica é limitada superiormente pela potência disponibilizada no início do período em que ocorrem falhas. Essa limitação foi incluída apenas para comparação, e faz com que as falhas sejam reduzidas a metade. Em c) pode disponibilizar potências dentro de sua capacidade, e as falhas são reduzidas a zero.

Então, o sistema pode ser dimensionado com um gerador hidrelétrico ou um gerador a-

a-

possível aumentar a capacidade do gerador fotovoltaico. O problema também pode ser resolvido com a adoção de um reservatório com capacidade para algumas semanas.

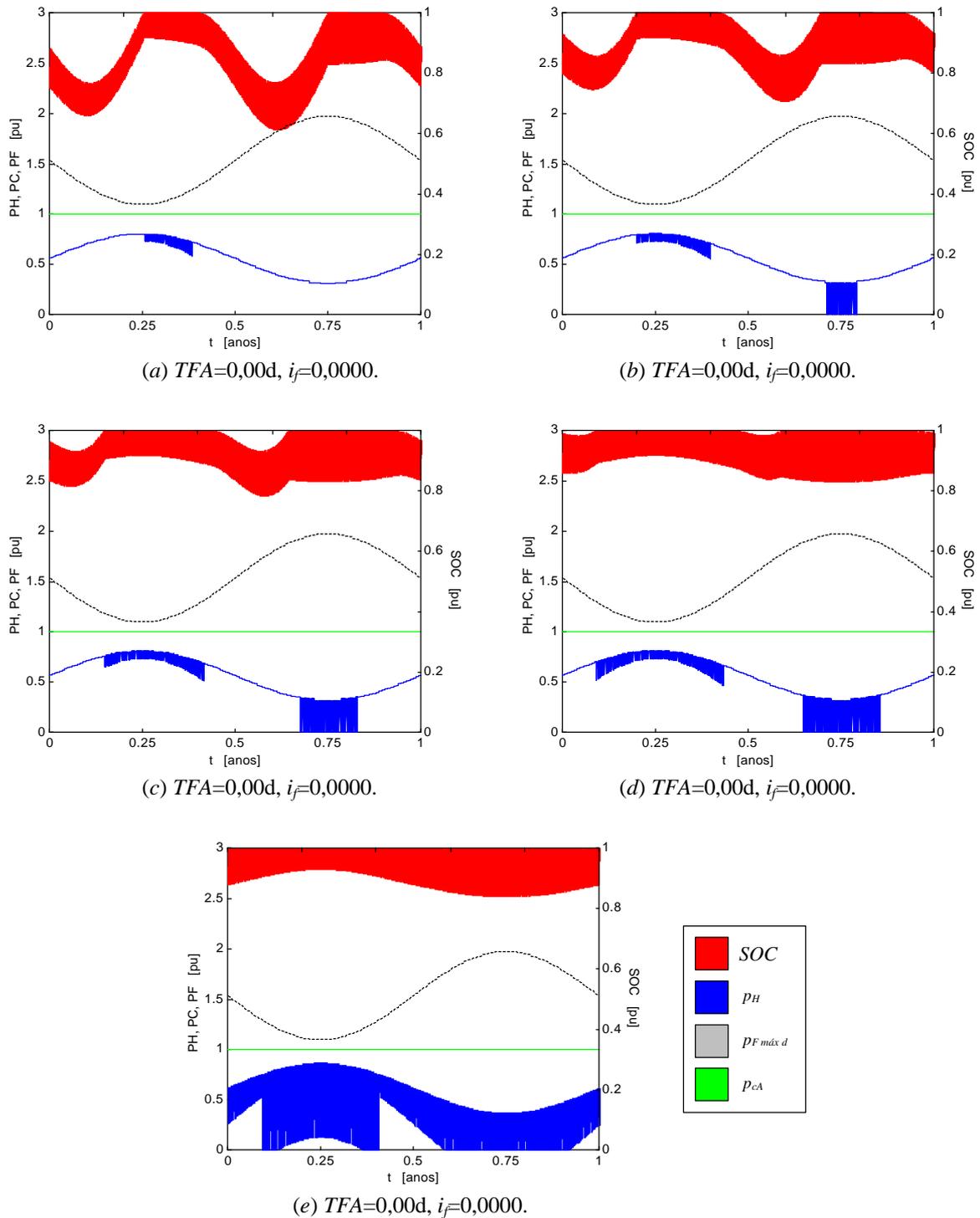


FIGURA 3. 23. Efeitos de diferentes combinações das proporções π_{dd} e π_{sh} sobre o desempenho de um sistema com $i_t=1,00$, $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_h=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Combinações: (a) $\pi_{dd}=1,0025$, $i_e=0,9975$ [$c_e=0,9975$, $\pi_{sh}=0,9950$], $i_c=1,00$, (b) $\pi_{dd}=1,0050$, $i_e=0,9950$ [$c_e=0,9950$, $\pi_{sh}=0,9901$], $i_c=1,00$, (c) $\pi_{dd}=1,0075$, $i_e=0,9926$ [$c_e=0,9926$, $\pi_{sh}=0,9852$], $i_c=0,99$, (d) $\pi_{dd}=1,0100$, $i_e=0,9901$ [$c_e=0,9901$, $\pi_{sh}=0,9804$], $i_c=0,99$, e (e) $\pi_{dd}=1,0500$, $i_e=0,9524$ [$c_e=0,9524$, $\pi_{sh}=0,9091$], $i_c=0,95$. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

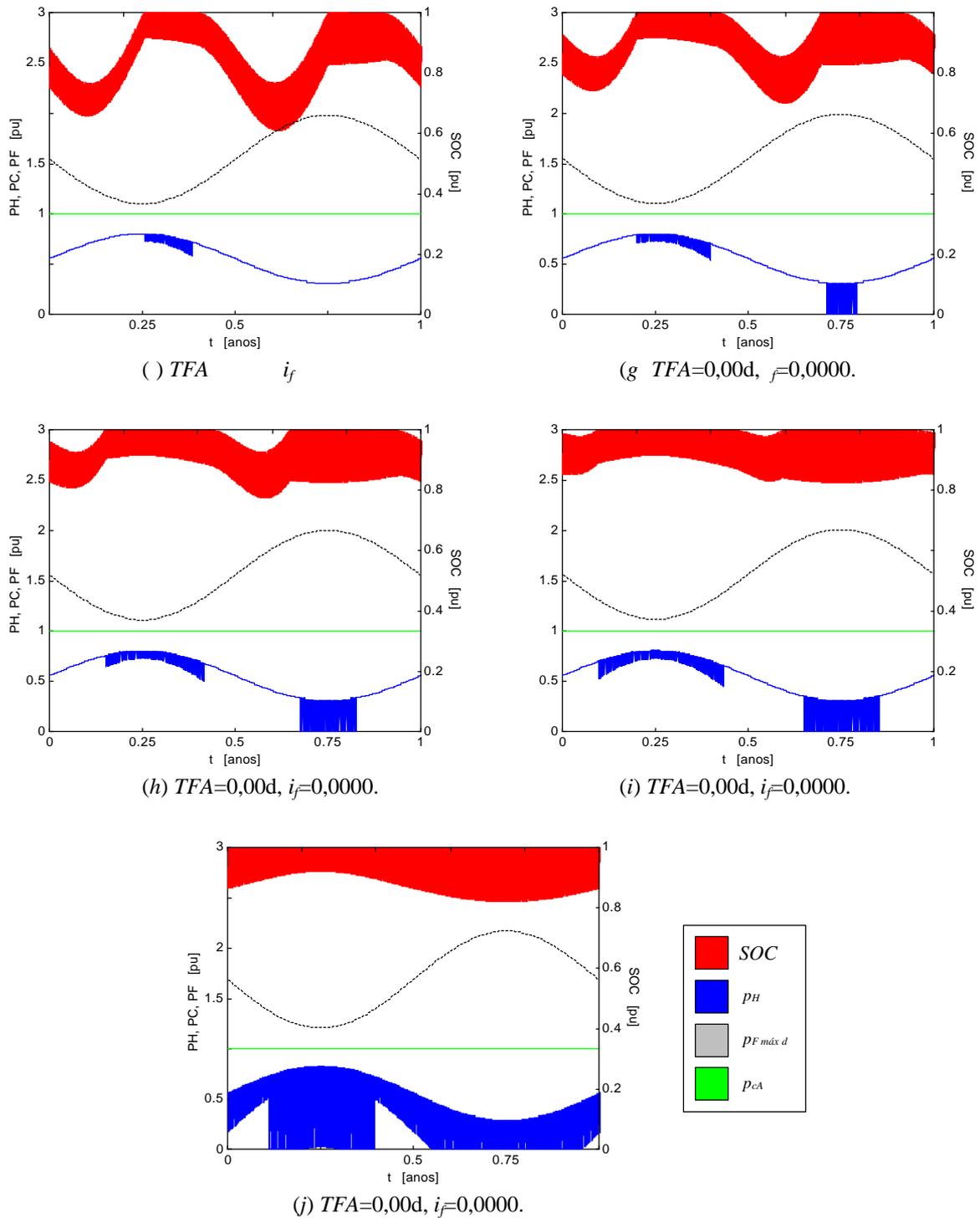


FIGURA 3. 23. (continuação) Combinações: (f) $\pi_{dd}=1,0025, i_e=0,9975 [c_e=1,0025, \pi_{sh}=1,0050], i_C=1,00$, (g) $\pi_{dd}=1,0050, i_e=0,9950 [c_e=1,0050, \pi_{sh}=1,0100], i_C=1,00$, (h) $\pi_{dd}=1,0075, i_e=0,9926 [c_e=1,0074, \pi_{sh}=1,0150], i_C=0,99$, (i) $\pi_{dd}=1,0100, i_e=0,9901 [c_e=1,0099, \pi_{sh}=1,0200], i_C=0,99$, e (j) $\pi_{dd}=1,0500, i_e=0,9524 [c_e=1,0476, \pi_{sh}=1,1000], i_C=0,95$. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F \text{ máx } d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

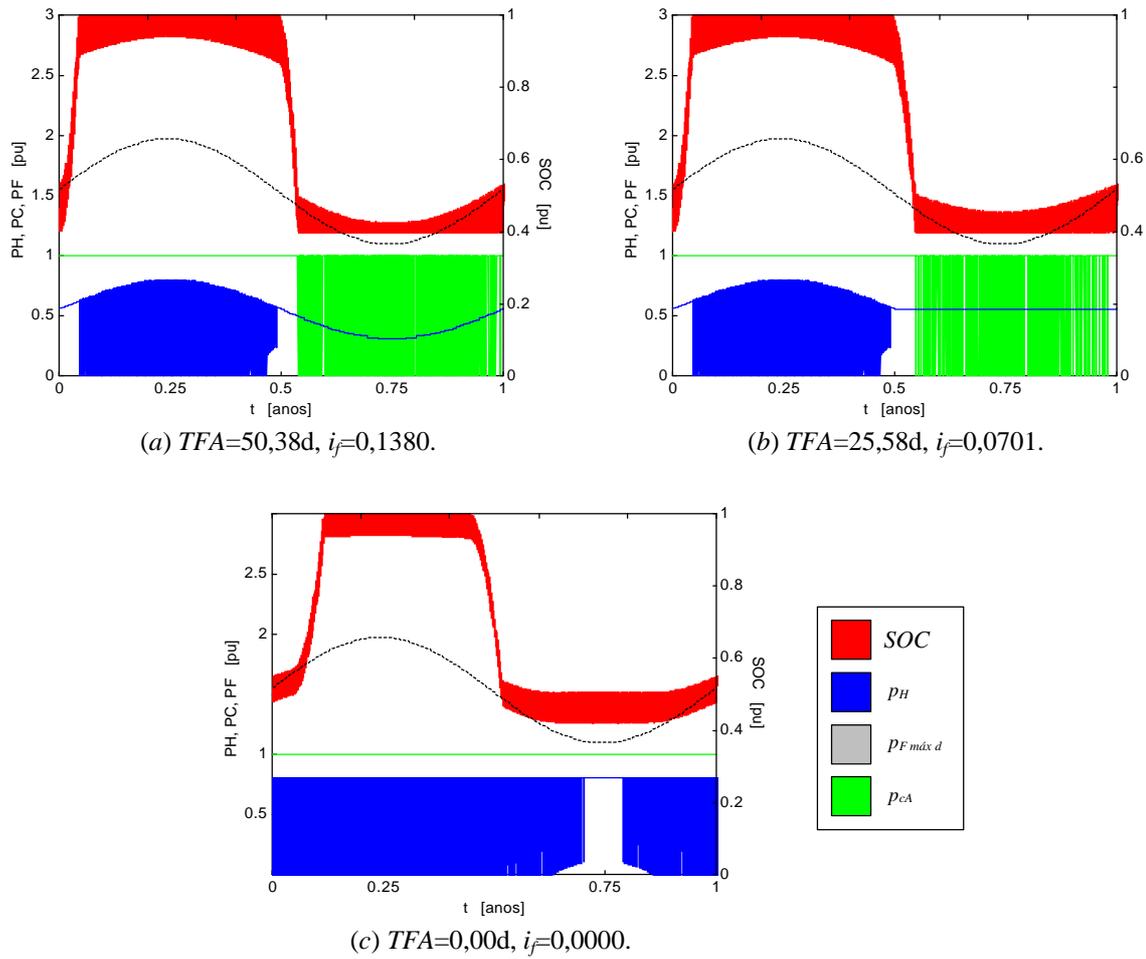


FIGURA 3. 24. Efeitos de diferentes estratégias de operação das baterias e do reservatório sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_i=0,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=0,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Estratégias de operação: (a) formulada na seção 2. 6, sem reservatório, (b) formulada na seção 2. 6, com reservatório com capacidade para 30 dias, e (c) uma estratégia que considera o acionamento do gerador hidrelétrico apenas quando as baterias estiverem próximas do limite inferior de carga, com reservatório com capacidade para 30 dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

É importante ressaltar que as disponibilidades hídricas dos três resultados da FIGURA 3. 24 são iguais. Como em (b) e (c) são adotados reservatórios, a potência hidrelétrica turbinável fica limitada respectivamente pela potência do início do período em que ocorrem falhas e pela potência instalada.

É interessante investigar o que acontece durante a mudança no comportamento da energia armazenada nas baterias. A FIGURA 3. 25 apresenta resultados correspondentes respectivamente às defasagens de 179, 178, 177, 170 e 160 dias entre os valores mínimos das disponibilidades hídrica e solar, que se inserem entre a FIGURA 3. 21 (a) e a FIGURA 3. 21 (b).

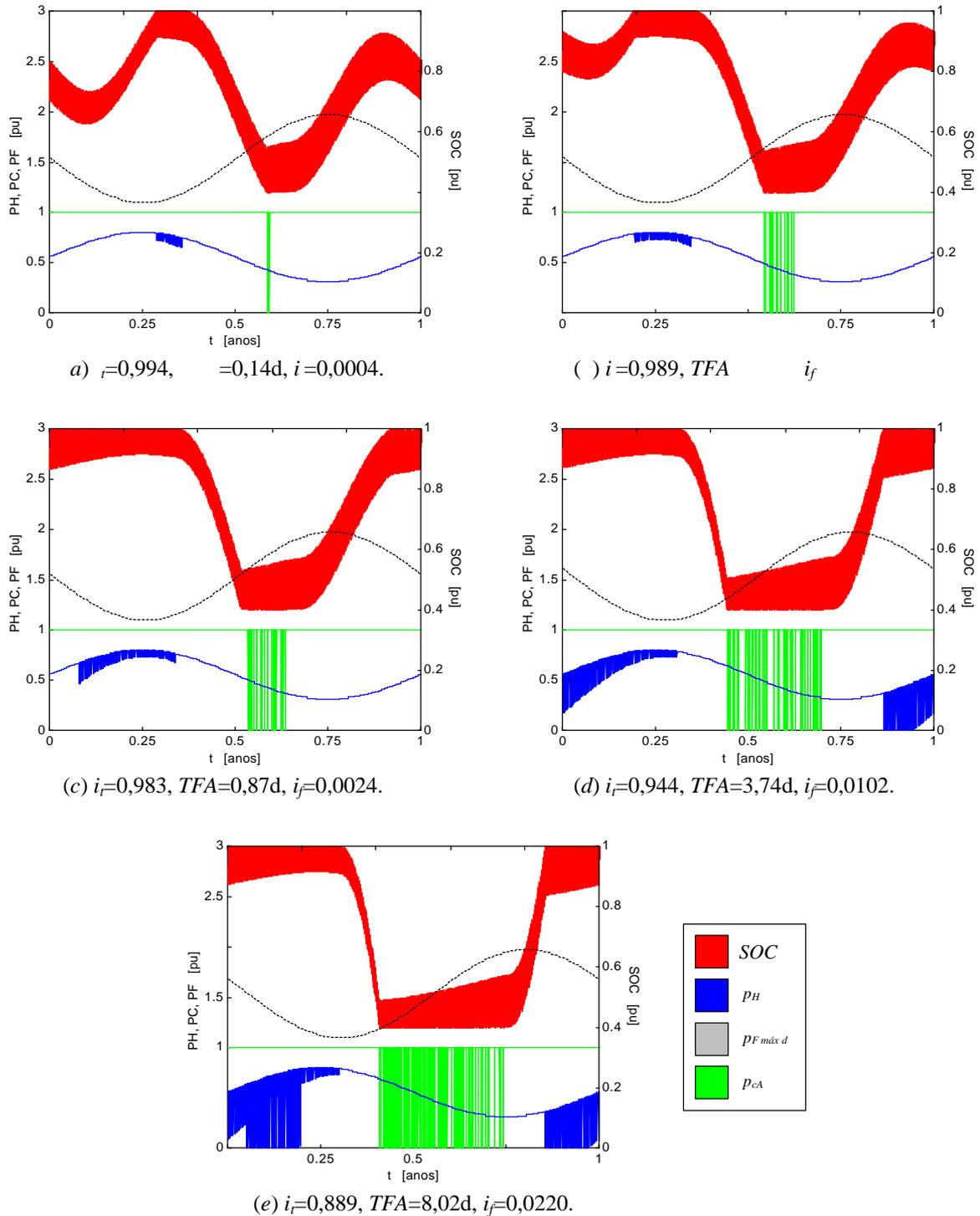


FIGURA 3. 25. Efeitos de diferentes defasagens entre as disponibilidades mínimas, complementando a FIGURA 3. 21, sobre o desempenho de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he máx}=p_{c máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Defasagens de: (a) 179 dias [$i_r=0,994$], (b) 178 dias [$i_r=0,989$], (c) 177 dias [$i_r=0,983$], (d) 170 dias [$i_r=0,944$] e (e) 160 dias [$i_r=0,889$]. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F máx d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

Observa-se como já no primeiro e no segundo gráficos ocorre a transformação do a-
b-

hidrelétrico.

Um dos vales, que existia em função da redução da disponibilidade fotovoltaica após o u-
n-

de chuvas.

Esses resultados mostram a sensibilidade da metodologia de simulação frente a vari-
ções nos dados de entrada, da mesma forma que a 30 e a 31.

FIGURA 3. 26

complementariedade no tempo, para um sistema com bancos de baterias para 1, 2, 3, 5 e 10 dias, para resultados da FIGURA 3. e de Beluco et alii, 2001b

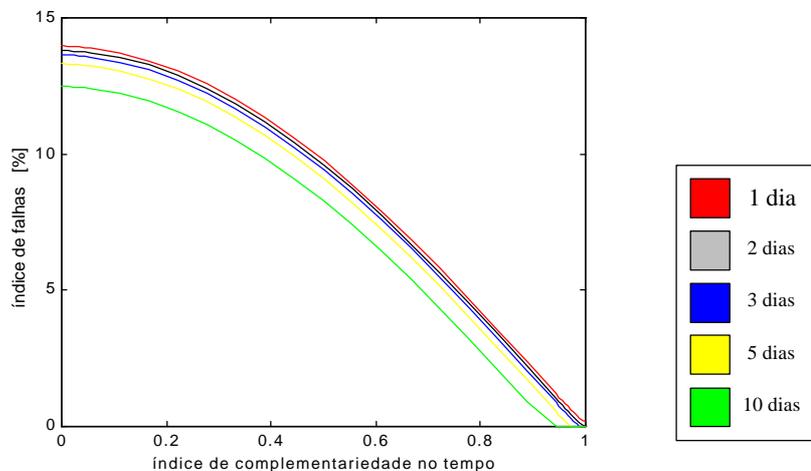


FIGURA 3. 26. Comportamento do índice de falhas em função do índice de complementariedade no tempo, para bancos de baterias com capacidade para 1, 2, 3, 5 e 10 dias, para resultados da FIGURA 3. 21 e de Beluco et alii, 2001b.

Observa-se que o índice de falhas diminui com o aumento do índice de complementariedade no tempo e, conseqüentemente, com a intensificação da característica de complementariedade no tempo das disponibilidades energéticas. Um banco de baterias com menor capacidade provoca um deslocamento da curva para cima, já que ocorrem aumentos do índice de falhas, e um banco com maior capacidade provoca um deslocamento para baixo, no sentido de menores índices de falhas.

Pode-se afirmar que a utilização de fontes de energia complementares ao longo de um intervalo de tempo contribui para a redução do índice de falhas de um sistema, para a redução das dimensões de bancos de baterias e para a redução das potências instaladas dos geradores (se comparados com sistemas equivalentes baseados em um ou outro gerador).

A FIGURA 3. 26 mostra como melhorar o desempenho de um aproveitamento baseado em disponibilidades com valores intermediários ou baixos de complementariedade no tempo. O aumento da capacidade das baterias leva à redução das falhas, mas reduções significativas exigem altos custos. O uso de reservatório pode levar a reduções maiores, a custos que dependem de condições locais. Um sistema com $i_t=0,50$ e pouco menos que 14% de falhas, com um reservatório para uma estação, pode operar sem falhas no atendimento.

O efeito de variações no índice de complementariedade de energia sobre o sistema da FIGURA 3. 11 aparece ilustrado na FIGURA 3. 27. São mostrados oito resultados, correspondentes respectivamente aos valores de 1,11, 1,25, 1,43, 1,67 e 0,90, 0,80, 0,70, 0,60 para a proporção π_{sh} , entre as energias anuais hidrelétrica e fotovoltaica, e aos valores de 0,9474, 0,8889, 0,8235 e 0,7500 para o índice de complementariedade de energia. O sistema da FIGURA 3. 11 corresponde aos valores unitários para a proporção π_{sh} e o índice i_e , e aparece reproduzido na FIGURA 3. 27 (a) e na FIGURA 3. 27 (f). Os resultados indicam respectivamente falhas de 0,00%, 0,00%, 0,00% e 0,02% para um conjunto e 0,00% para o outro.

Os diferentes valores de π_{sh} levam a disponibilidades energéticas com diferentes valores médios. Nos primeiros quatro resultados, as potências fotovoltaicas disponibilizadas tendem a aumentar, enquanto as potências hidrelétricas disponibilizadas tendem a diminuir. Como as disponibilidades fotovoltaicas apresentam grandes variações ao longo dos dias e do ano, o índice de falhas tende a aumentar. Essas variações fazem também com que as variações da energia armazenada no banco de baterias sejam, mesmo que sutilmente, amplificadas.

Nos outros quatro resultados, as potências fotovoltaicas disponibilizadas tendem agora a diminuir, enquanto as potências hidrelétricas disponibilizadas tendem a aumentar. Como a grande parcela da energia no sistema passa a ser “firme”, pois é de origem hidrelétrica, o índice de falhas tende a diminuir. Pode-se observar, de (f) para (j), e principalmente em (j), uma elevação dos valores de energia armazenada nas baterias no trecho mais a esquerda, como consequência da maior disponibilidade hidrelétrica.

Deve-se ressaltar que as variações nos valores do índice de falhas são muito pequenas, e que não se observam modificações no comportamento da energia acumulada nas baterias.

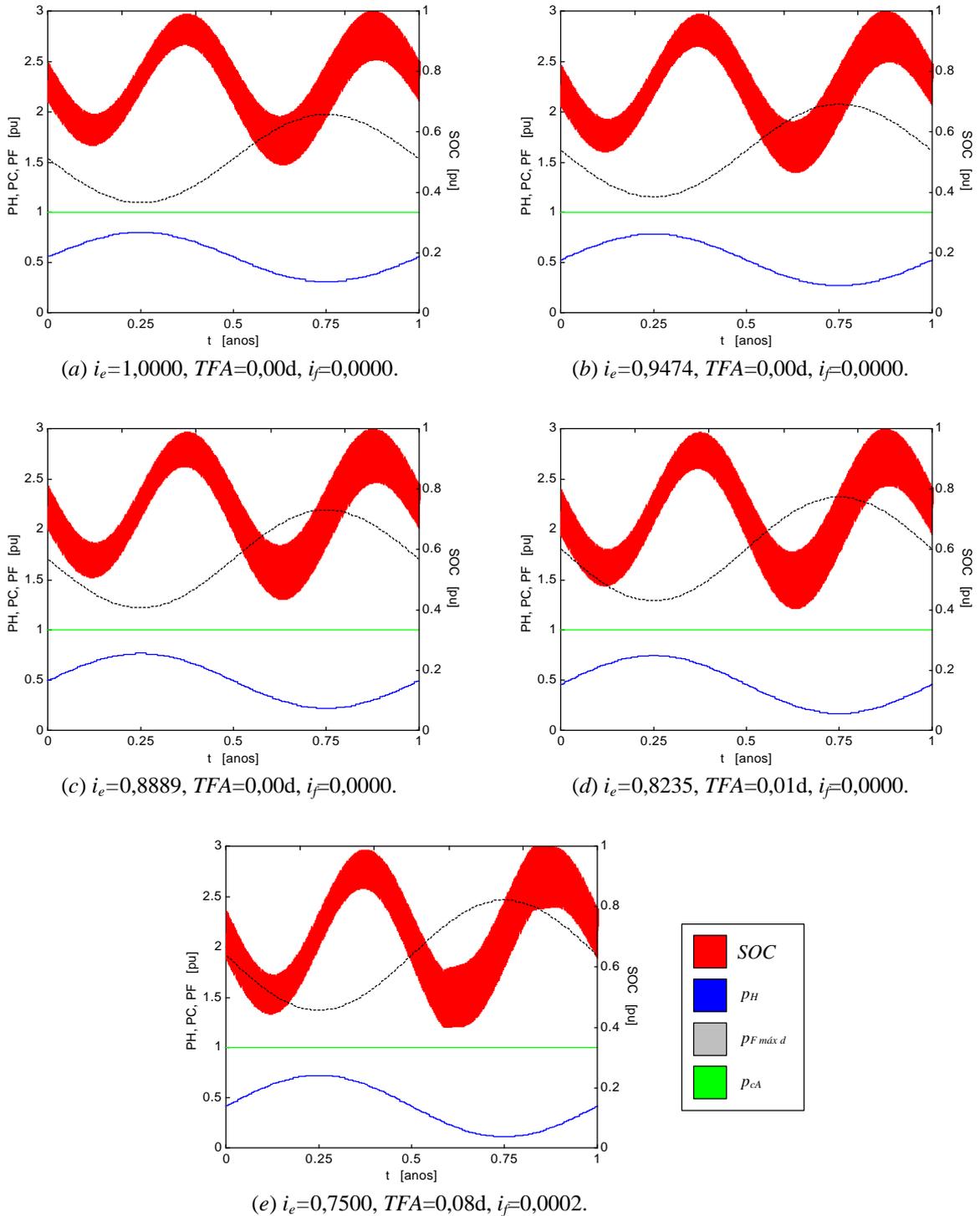


FIGURA 3. 27. Efeitos de diferentes proporções entre energias hidrelétrica e fotovoltaica (π_{sh}) sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_r=1,00$, $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{sh}=1,00$ [$c_e=1,00$, $i_e=1,0000$], $a_f=24,61$, (b) $\pi_{sh}=1,11$ [$c_e=1,05$, $i_e=0,9474$], $a_f=25,91$, (c) $\pi_{sh}=1,25$ [$c_e=1,11$, $i_e=0,8889$], $a_f=27,35$, (d) $\pi_{sh}=1,43$ [$c_e=1,18$, $i_e=0,8235$], $a_f=28,96$, e (e) $\pi_{sh}=1,67$ [$c_e=1,25$, $i_e=0,7500$], $a_f=30,77$. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

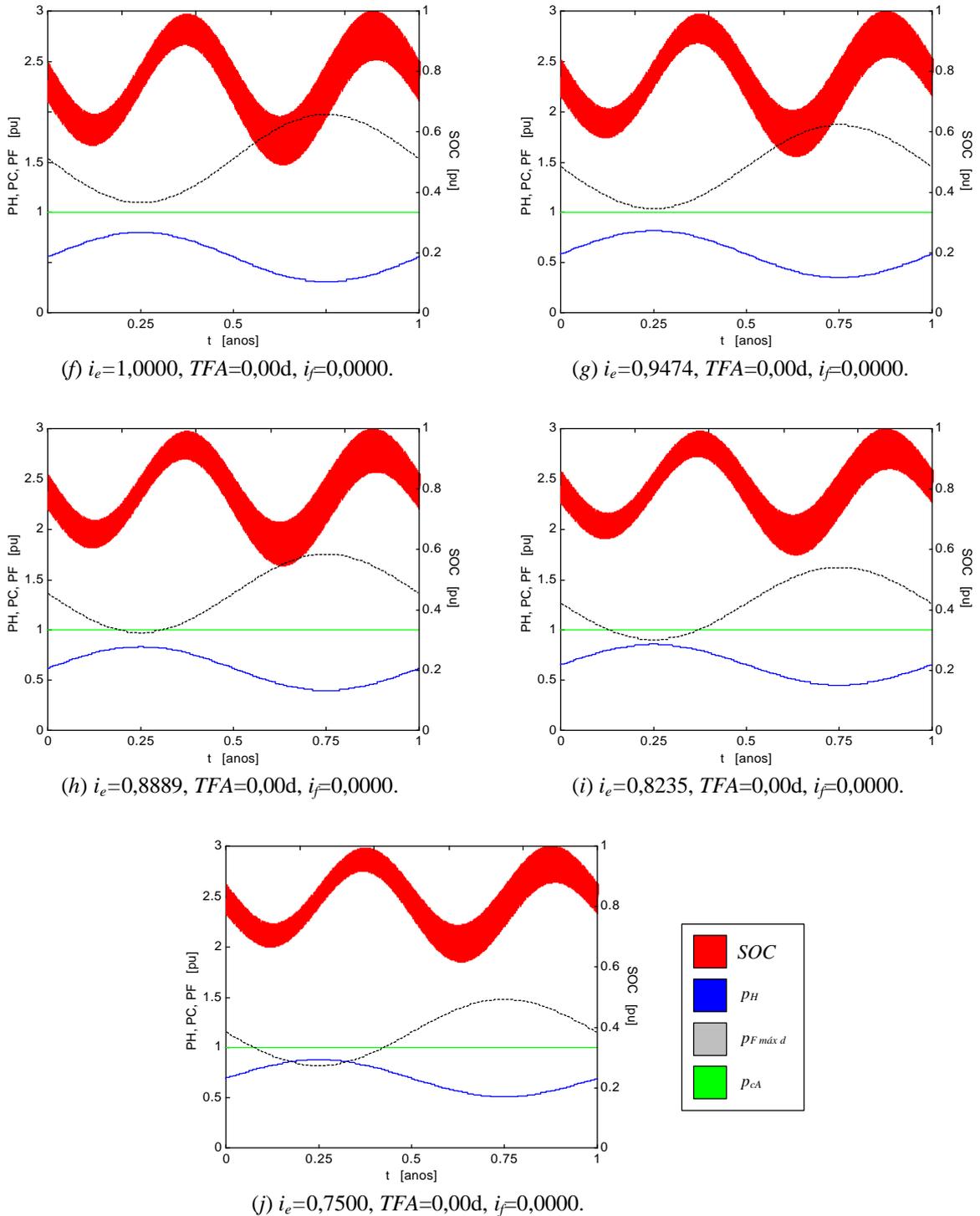


FIGURA 3. 27. (continuação) Proporções: (f) $\pi_{sh}=1,00$ [$c_e=1,00$, $i_e=1,0000$], $a_f=24,61$, (g) $\pi_{sh}=0,90$ [$c_e=0,95$, $i_e=0,9474$], $a_f=23,32$, (h) $\pi_{sh}=0,80$ [$c_e=0,89$, $i_e=0,8889$], $a_f=21,88$, (i) $\pi_{sh}=0,70$ [$c_e=0,8235$, $i_e=0,8235$], $a_f=20,27$, e (j) $\pi_{sh}=0,60$ [$c_e=0,75$, $i_e=0,7500$], $a_f=18,46$. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F máx d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

De um modo geral, as variações no índice de complementariedade de energia levam a variações na fração da energia total fornecida às cargas consumidoras devido ao gerador hidrelétrico ou devido ao gerador fotovoltaico. Como a energia total disponível ao longo do ano permanece a mesma, não ocorrem modificações importantes no comportamento das baterias ou mesmo no desempenho do sistema.

Verifica-se, entretanto, que a maior contribuição do gerador hidrelétrico leva a um sistema sem falhas, enquanto que a maior contribuição do gerador fotovoltaico tende a exigir bancos de baterias maiores para que o sistema continue sem falhas no atendimento das cargas. Em certa medida, isso limita a aplicabilidade de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos a situações em que a disponibilidade hídrica mostra-se insuficiente.

A FIGURA 3. 28 apresenta o comportamento do índice de falhas em função respectivamente da proporção π_{sh} e do índice de complementariedade de energia, para resultados da FIGURA 3. 27 e de Beluco et alii, 2001*b*. São mostrados resultados correspondentes a sistemas com bancos de baterias para um dia. Os outros bancos resultaram sempre sem falhas no atendimento. Em (c) o resultado de (b) é mostrado com uma escala diferente.

A proporção π_{sh} é tanto maior quanto menor é a parcela da energia total correspondente a energia fotovoltaica. Observa-se, em (a), portanto, que quanto maiores são os valores de π_{sh} menores são os índices de falhas. Pode-se observar como a taxa de variação do índice de falhas é acentuada. O índice i_e , do modo como foi elaborado, apresenta para um mesmo valor, dois valores diferentes de índice de falhas.

Esses resultados mostram como a maior contribuição de energia de origem fotovoltaica leva a uma maior necessidade de acumulação de energia, tanto em baterias quanto em reservatório. A utilização de reservatório pode se tornar mais facilmente viável na medida em que a complementariedade no tempo, que é considerada perfeita nesses resultados relativos à complementariedade de energia, pode ser artificialmente construída por meio de acumulação de água. Um pequeno aumento na capacidade de armazenamento pode ser suficiente para compensar as variações diárias e sazonais da disponibilidade solar.

Fica evidente a pequena influência sobre o índice de falhas de variações no índice de complementariedade de energia. As falhas ficam abaixo de 0,40%, quando as falhas devido a variações no índice de complementariedade no tempo chegam a atingir 12%.

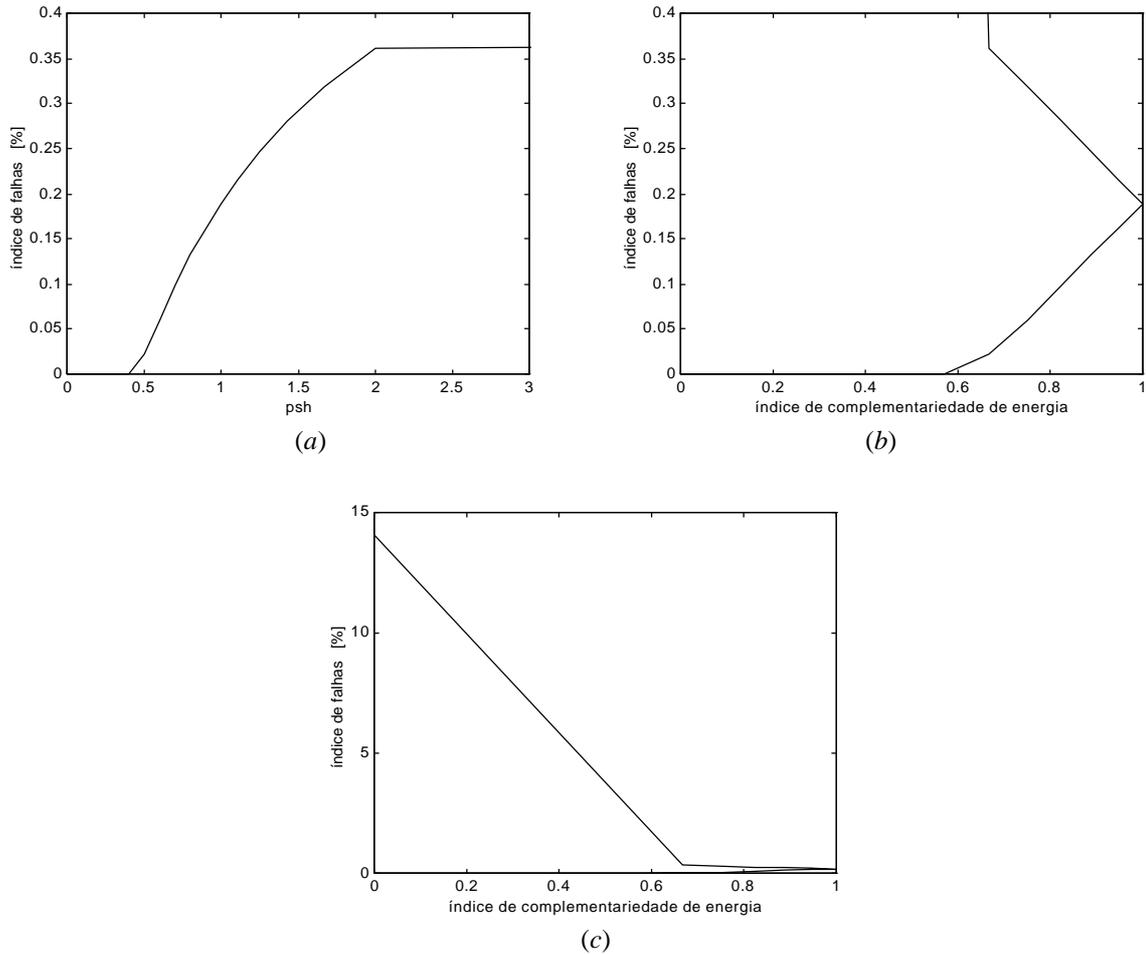


FIGURA 3. 28. Comportamento do índice de falhas em função (a) da proporção π_{sh} e (b) [e (c), em escala diferente] do índice de complementariedade de energia, para resultados da FIGURA 3. 27 e do Beluco et alii, 2001b.

O efeito de variações no índice de complementariedade entre as amplitudes sobre o sistema da FIGURA 3. 11 aparece ilustrado nos resultados da FIGURA 3. 29. São mostrados oito resultados, correspondentes respectivamente aos valores de 1,11, 1,25, 1,43, 1,67 e 0,90, 0,80, 0,70, 0,60 para a proporção π_{Mm} , e aos valores de 0,9900, 0,9600, 0,9100, 0,8400 e 0,9878, 0,9412, 0,8448, 0,6923 para o índice de complementariedade entre as amplitudes. O sistema da FIGURA 3. 11 corresponde aos valores unitários para a proporção π_{Mm} e para o índice i_a , e aparece repetido na FIGURA 3. 29 (a) e na FIGURA 3. 29 (f). Os resultados indicam respectivamente falhas de 0,54%, 1,21%, 1,89%, 2,59% e 0,58%, 1,53%, 2,77%, 4,43%.

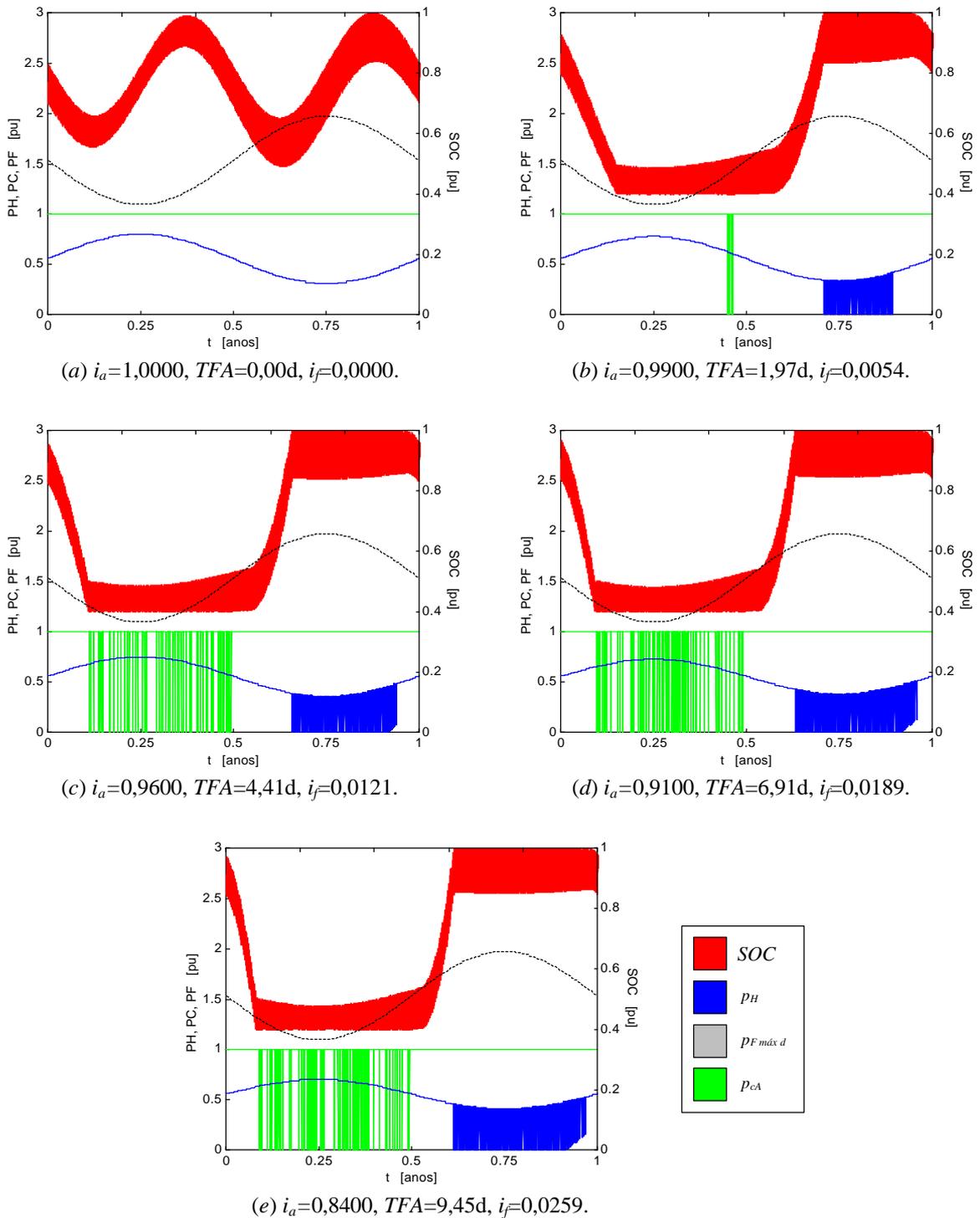


FIGURA 3. 29. Efeitos de diferentes proporções entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade hídrica (π_{Mm}) sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $\delta_f=1,1496$, $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{Mm}=1,00$ [$\delta_h=1,0000$, $i_a=1,00$], (b) $\pi_{Mm}=1,11$ [$\delta_h=1,1112$, $i_a=0,99$], (c) $\pi_{Mm}=1,25$ [$\delta_h=1,0989$, $i_a=0,96$], (d) $\pi_{Mm}=1,43$ [$\delta_h=1,0865$, $i_a=0,91$], e (e) $\pi_{Mm}=1,67$ [$\delta_h=1,0742$, $i_a=0,84$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

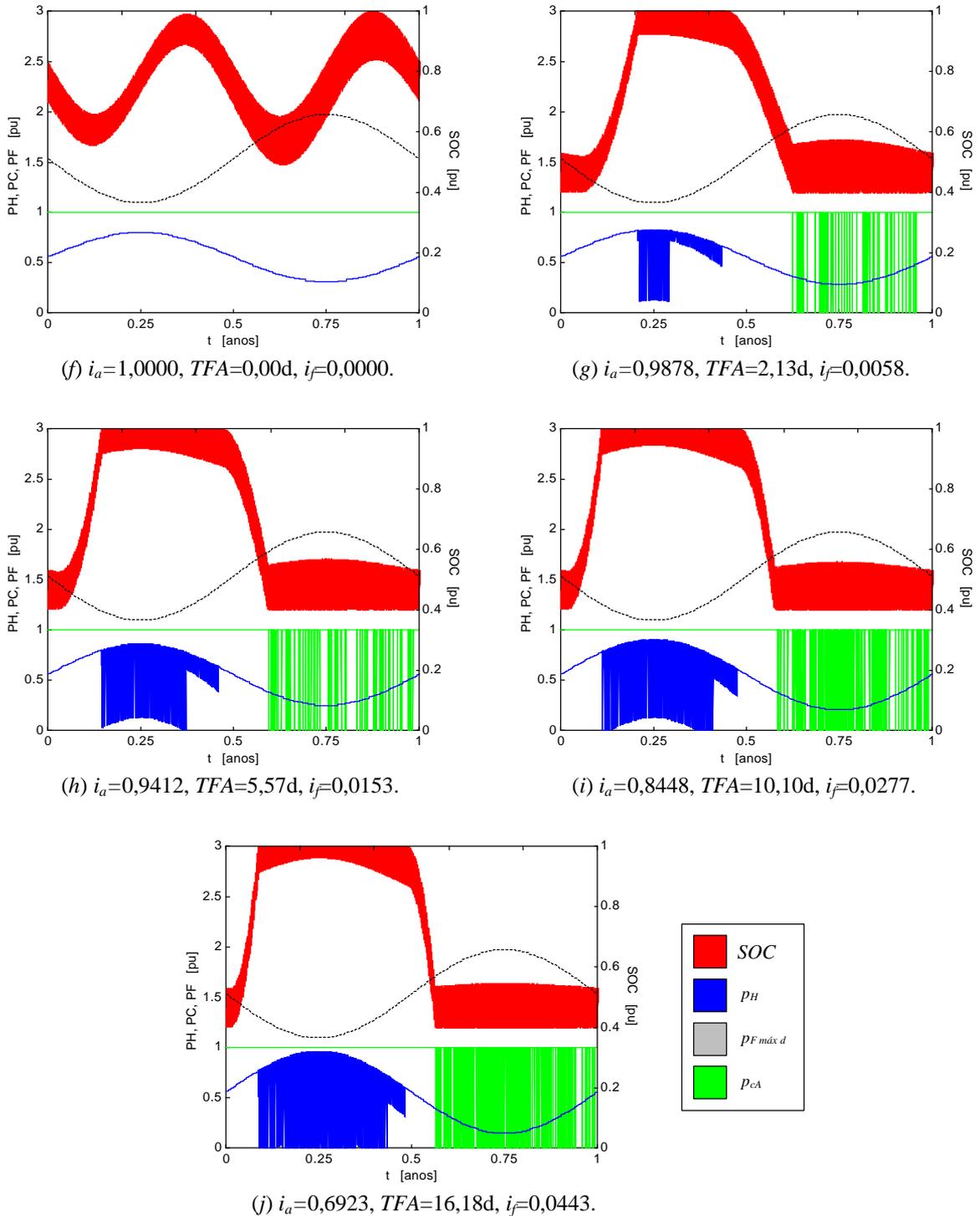


FIGURA 3. 29. (continuação) Proporções: (f) $\pi_{Mm}=1,00$ [$\delta_h=1,0000$, $i_a=1,00$], (g) $\pi_{Mm}=0,90$ [$\delta_h=1,1373$, $i_a=0,99$], (h) $\pi_{Mm}=0,80$ [$\delta_h=1,1545$, $i_a=0,94$], (i) $\pi_{Mm}=0,70$ [$\delta_h=1,1766$, $i_a=0,84$], e (j) $\pi_{Mm}=0,60$ [$\delta_h=1,2060$, $i_a=0,69$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

Os diferentes valores de π_{Mm} não alteram os valores médios de disponibilidade hidrelétrica, mas a diferença entre seus valores mínimo e máximo. No primeiros quatro resultados, há uma redução da energia hidrelétrica disponível no primeiro semestre, concentrando aí as falhas no atendimento e o período de menores cargas nas baterias. Com parte da energia “transferida” para o segundo semestre, há freqüentes desligamentos do gerador hidrelétrico.

Nos outros quatro resultados, há um aumento da energia hidrelétrica disponível no primeiro semestre, com desligamentos do gerador hidrelétrico nesse semestre e falhas e menores cargas das baterias no segundo semestre. É interessante observar como a disponibilidade fotovoltaica modula as potências hidrelétricas disponibilizadas e as variações de energia acumulada nas baterias.

Deve ser ressaltado que as falhas mostram-se intermediárias entre as falhas devidas a variações na complementariedade no tempo (que alcançam quase 15% nas piores situações) e devidas a variações na complementariedade de energia (que não ultrapassam 0,12%).

Observa-se outra mudança no comportamento da energia acumulada nas baterias! A FIGURA 3. 30 detalha a transição do comportamento da energia acumulada nas baterias entre os resultados da FIGURA 3. 29 (a) e da FIGURA 3. 29 (b). Pode-se observar como o primeiro pico da curva entra em colapso, como conseqüência do aumento de disponibilidade hídrica no primeiro semestre. Em alguns resultados, ocorrem desligamentos do gerador hidrelétricos aproximadamente na mesma época em que ocorre o pico de disponibilidade solar, que são breves já que logo depois a disponibilidade solar diminui.

A FIGURA 3. 31 detalha a transição do comportamento da FIGURA 3. 29 (f) para os da FIGURA 3. 29 (g). Aqui é o segundo pico que é dissolvido, como conseqüência do aumento de disponibilidade hídrica no primeiro semestre. Os acionamentos do gerador hidrelétrico são parciais, em alguns períodos, e não são tão freqüentes como nos resultados da figura anterior. As falhas são menos intensas porque as potências fotovoltaicas disponibilizadas são bastante grandes.

Observa-se como crescem as desconexões do gerador hidrelétrico no segundo semestre das simulações da FIGURA 3. 30, e como aumentam as falhas e os acionamentos parciais do gerador na FIGURA 3. 31. As falhas ocorrem inicialmente antes e depois do período em que ocorre a disponibilidade máxima de energia solar. E conforme o índice de complementariedade entre as amplitudes se afasta de um as falhas tendem a preencher também esse período.

Esses resultados mostram a sensibilidade da metodologia de simulação frente a variações nos dados de entrada, da mesma forma que a FIGURA 3. 25.

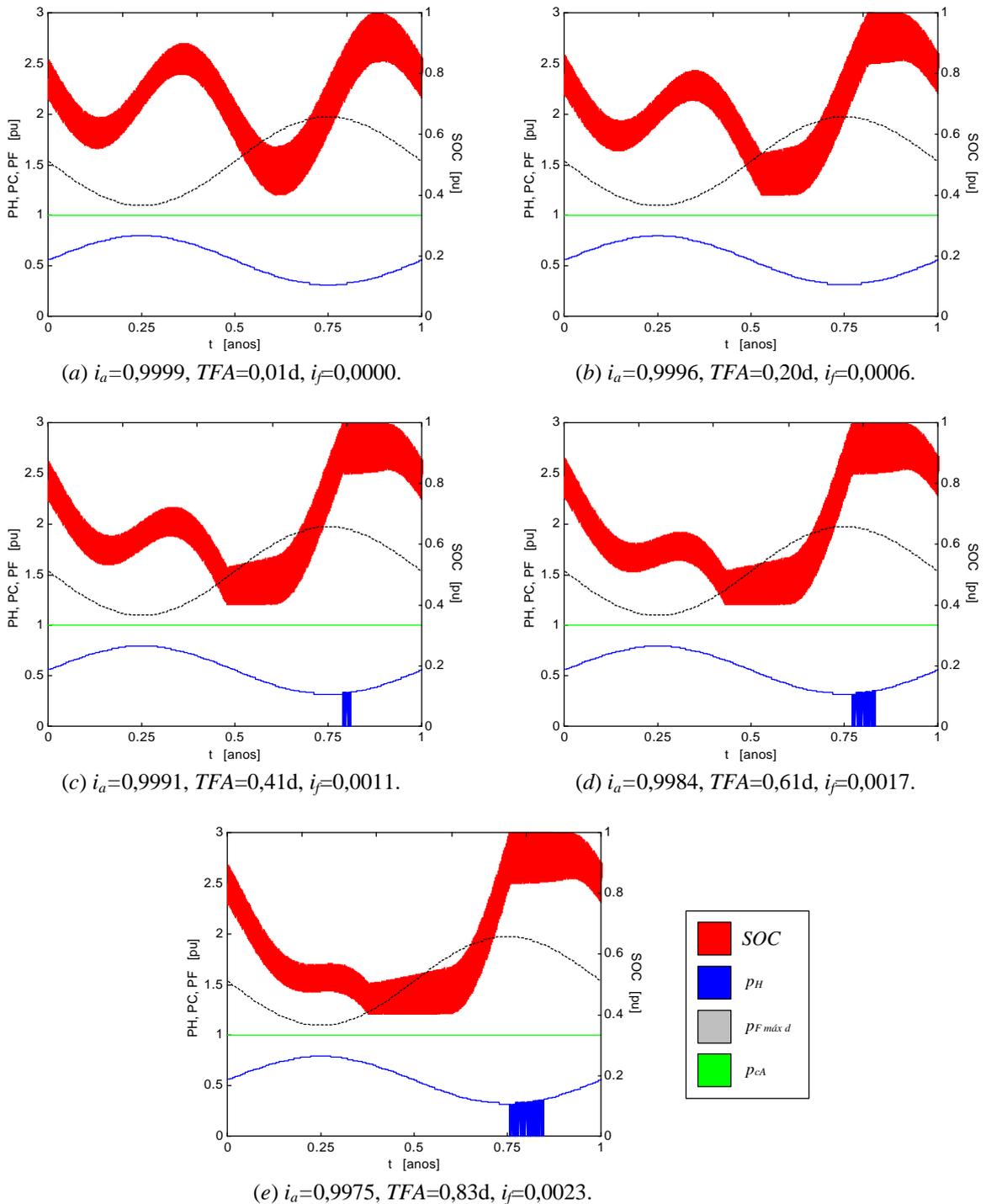


FIGURA 3. 30. Efeitos de diferentes proporções entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade hídrica (π_{Mm}), complementando a FIGURA 3. 29, sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $\delta_f=1,1496$, $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{Mm}=1,01$ [$\delta_h=1,1224$, $i_a=0,9999$], (b) $\pi_{Mm}=1,02$ [$\delta_h=1,1211$, $i_a=0,9996$], (c) $\pi_{Mm}=1,03$ [$\delta_h=1,1199$, $i_a=0,9991$], (d) $\pi_{Mm}=1,04$ [$\delta_h=1,1187$, $i_a=0,9984$] e (e) $\pi_{Mm}=1,05$ [$\delta_h=1,1174$, $i_a=0,9975$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F\ máx\ d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

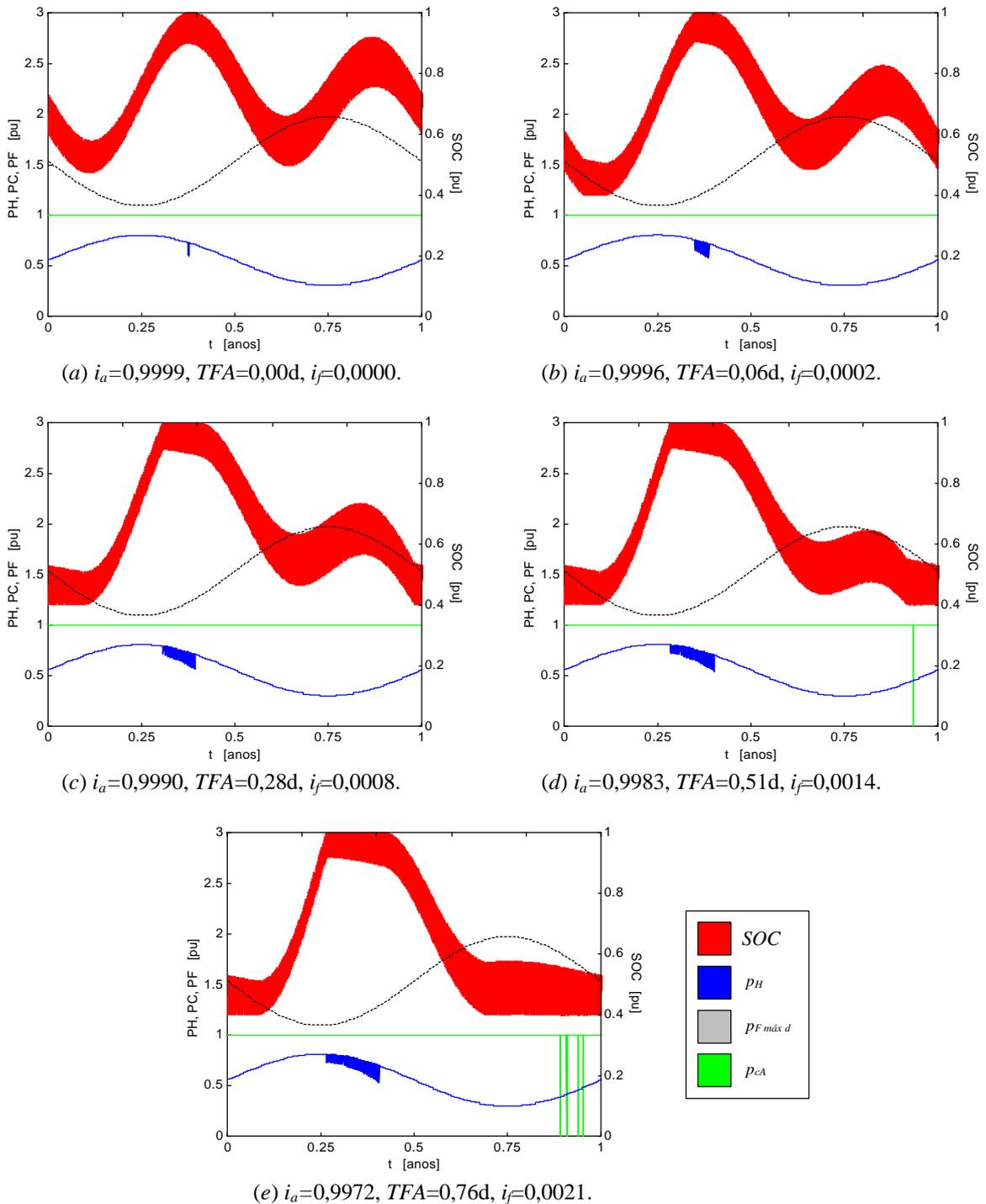


FIGURA 3. 31. Efeitos de diferentes proporções entre as amplitudes máxima e mínima de disponibilidade hídrica (π_{Mm}), complementando a FIGURA 3. 29, sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=2,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $\delta_f=1,1496$, $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, e com perfil de demanda constante. Proporções: (a) $\pi_{Mm}=0,99$ [$\delta_h=1,1248$, $i_a=0,9999$], (b) $\pi_{Mm}=0,98$ [$\delta_h=1,1261$, $i_a=0,9996$], (c) $\pi_{Mm}=0,97$ [$\delta_h=1,1274$, $i_a=0,9990$], (d) $\pi_{Mm}=0,96$ [$\delta_h=1,1288$, $i_a=0,9983$] e (e) $\pi_{Mm}=0,95$ [$\delta_h=1,1301$, $i_a=0,9972$]. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F máx d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{eA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A FIGURA 3. 32 apresenta o comportamento do índice de falhas em função da proporção π_{Mm} e do índice de complementariedade de energia, para resultados da FIGURA 3. 29 e de Beluco et alii, 2001b. Em (a) e (c) são mostrados resultados correspondentes a sistemas com bancos de baterias para dois dias, e em (b) e (d) resultados correspondentes também aos bancos para 1, 3, 5 e 10 dias.

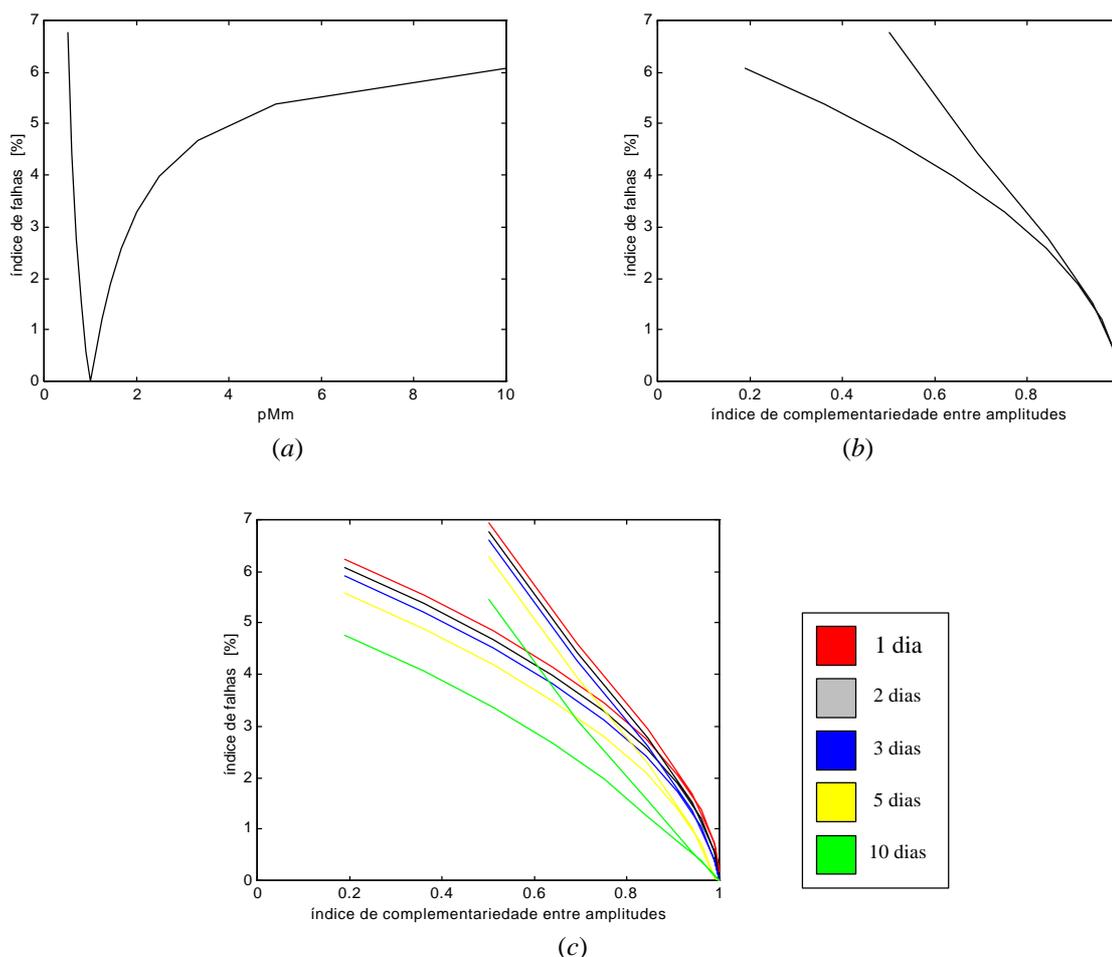


FIGURA 3. 32. Comportamento do índice de falhas em função: (a) da proporção π_{Mm} e (b) do índice de complementariedade entre as amplitudes, para bancos de baterias com capacidade para 2 dias, e (c) do índice de complementariedade entre as amplitudes, para baterias para 1, 2, 3, 5 e 10 dias, para resultados da FIGURA 3. 29 e de Beluco et alii, 2001b.

As curvas em (a) e (c) reproduzem o comportamento idealizado para o índice de complementariedade entre as amplitudes, apresentado na seção 2. 5. Um sistema com um banco de baterias menor resultará em mais falhas, e conseqüentemente em uma curva deslocada para cima. Um banco de baterias maior resultará em menos falhas. Se a potência disponibilizada for menor que a potência disponível, um pequeno acréscimo na potência instalada eleva a carga das baterias a patamares próximos do limite superior.

As situações da FIGURA 3. 29 podem ter as falhas bastante reduzidas ou mesmo eliminadas com a adoção de reservatórios, que permitam a transferência de água, e consequentemente de energia, do segundo semestre para o primeiro do ano seguinte. O mesmo acontece com as situações da FIGURA 3. 30, com a diferença que aqui a transferência deve se dar do primeiro para o segundo semestre. Os índices de falhas fornecem as prováveis dimensões do reservatório, em geral de algumas semanas.

O comportamento das falhas em função do índice i_a , quanto a redução das falhas conforme o índice se aproxime do valor máximo, é esperado. Os sistemas com π_{Mm} menor que um apresentam falhas levemente superiores aqueles com π_{Mm} maior que um. Quando é empregado um banco de baterias menor, a curva é deslocada para cima, no sentido de falhas maiores. Para bancos de baterias maiores ocorre o contrário, a curva é deslocada no sentido de falhas menores.

A TABELA 3. 2 mostra um resumo do estudo apresentado nesta seção, indicando os parâmetros considerados, os efeitos de incrementos nesses parâmetros sobre o índice de falhas, as figuras onde esses resultados são mostrados e as figuras onde são ilustrados detalhes desses resultados.

TABELA 3. 2. Resumo do estudo apresentado nesta seção. Os símbolos \uparrow e \downarrow representam respectivamente um aumento ou uma redução nos parâmetros considerados.

Parâmetro	Comportamento do índice de falhas	Figura	Detalhes
$\pi_{dd} \uparrow$	\uparrow	3. 14	
$E_{batT} \uparrow$	\downarrow	3. 15, 3. 17	3. 16
$SOC_r \uparrow$	\uparrow	3. 18, 3. 19	3. 20
$SOC_{m\acute{a}x}=1$			
$i_t \uparrow$	\downarrow	3. 21, 3. 25	3. 22
		3. 26	
$i_e \uparrow$	\downarrow	3. 27, 3. 28	
		3. 29, 3. 30	
$i_a \uparrow$	\downarrow	3. 31, 3. 32	

O efeito de diferentes perfis de demanda, ilustrados na FIGURA 3. 33, sobre o desempenho do sistema da FIGURA 3. 11, aparece ilustrado nos resultados da FIGURA 3. 34. São mostrados cinco resultados, correspondentes respectivamente a um perfil de demanda constante [FIGURA 3. 33 (a)], um perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar [FIGURA 3. 33 (b)], um perfil sugerido por Kellogg et alii, 1998, [FIGURA 3. 33 (c)], um perfil sugerido por Van Dijk, 1991, [FIGURA 3. 33 (d)] e um perfil

constante com um pico de uma hora de duração [FIGURA 3. 33 (e)], sugerido por Lasnier e Ang, 1990. Em todos esses perfis, a energia diária demandada pelas cargas é de 1d. Entretanto, as potências instantâneas em cada caso são diferentes.

Os resultados indicam falhas pequenas, respectivamente de 0,00%, 0,00%, 0,00%, 0,00% e 0,05%. O sistema da FIGURA 3. 11, no qual é considerado o perfil constante da FIGURA 3. 33 (a), aparece repetido na FIGURA 3. 34 (a). Com o objetivo de comparar falhas que ocorram como consequência de diferenças nos perfis, e como para um banco de baterias para 2 dias praticamente não ocorrem falhas, a FIGURA 3. 36 mostra resultados semelhantes aos da FIGURA 3. 34, porém com baterias para 1 dia.

Os gráficos da FIGURA 3. 34 não mostram em verde a potência fornecida às cargas, como nos resultados anteriores, mas sim a parcela da energia demandada pelas cargas que é atendida, por motivos de clareza dos gráficos. A apresentação da potência fornecida criaria nos gráficos uma mancha, que impossibilitaria a observação dos resultados. Por outro lado, uma falha será observada apenas se não houver fornecimento de energia durante um intervalo de uma hora.

Em princípio, esses gráficos, e os sistemas simulados, mostram-se bastante parecidos, na medida em que apresentam poucas falhas e que o comportamento da energia acumulada nas baterias é fundamentalmente o mesmo. As diferenças residem nas potências máximas demandadas, conforme pode ser visto na FIGURA 3. 33, e na intensidade das oscilações diárias da carga das baterias.

A FIGURA 3. 35 mostra detalhes dos sistemas simulados na FIGURA 3. 34, sempre do 90° ao 95° dias. Podem ser observadas as variações do banco de baterias, moduladas pelo consumo, diferenciado para cada perfil, e pela disponibilização de energia pelos geradores. O perfil que tem um máximo coincidente com o pico de disponibilidade solar, em (b), é o que apresenta menores variações entre cargas máxima e mínima das baterias.

O perfil em (c) apresenta variações ao longo do dia, diferentes do perfil em (b), e as baterias apresentam variações mais intensas de carga. O perfil em (e) apresenta um pico de consumo no final da tarde, que provoca grande variação na energia acumulada. O mesmo acontece, em menor grau, no perfil em (d), onde existem dois picos, mesmo que de menor intensidade que o anterior.

De um modo geral, pode-se observar que as variações de consumo influenciam mais fortemente a carga das baterias conforme sejam mais intensas e conforme estejam distantes do valor máximo de disponibilidade solar. A FIGURA 3. 38 e a FIGURA 3. 39 mostram os resultados

de deslocamentos nos perfis da FIGURA 3. 34 (b) e da FIGURA 3. 34 (e) para avaliar localizar o pico da primeira a meia noite, e o pico da segunda ao meio dia.

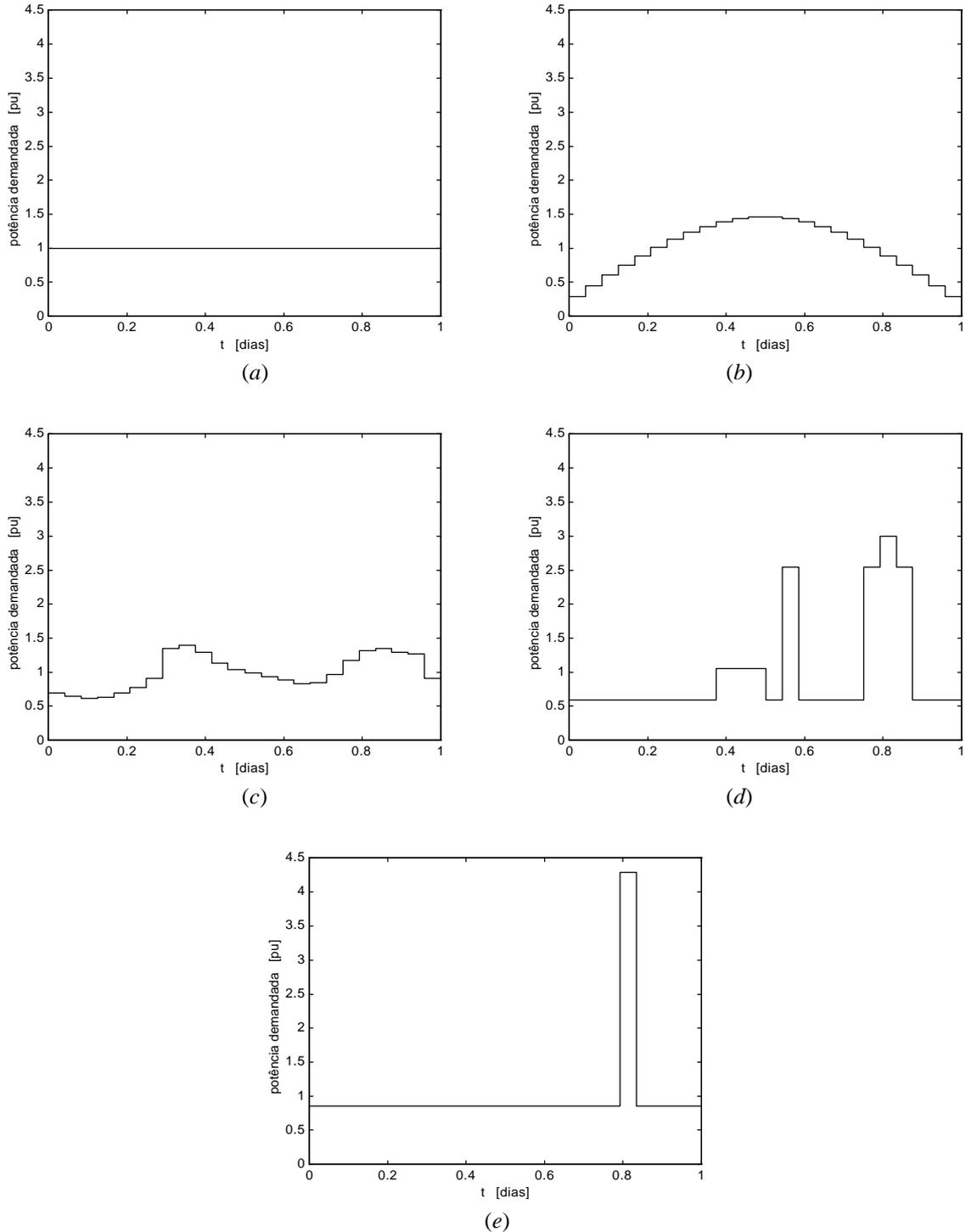


FIGURA 3. 33. Perfis de demanda das cargas consumidoras: (a) perfil de demanda constante, (b) perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar, (c) perfil sugerido por Kellogg et alii, 1998, (d) perfil sugerido por Van Dijk, 1991, e (e) perfil constante com um pico de uma hora de duração, sugerido por Lasnier e Ang, 1990.

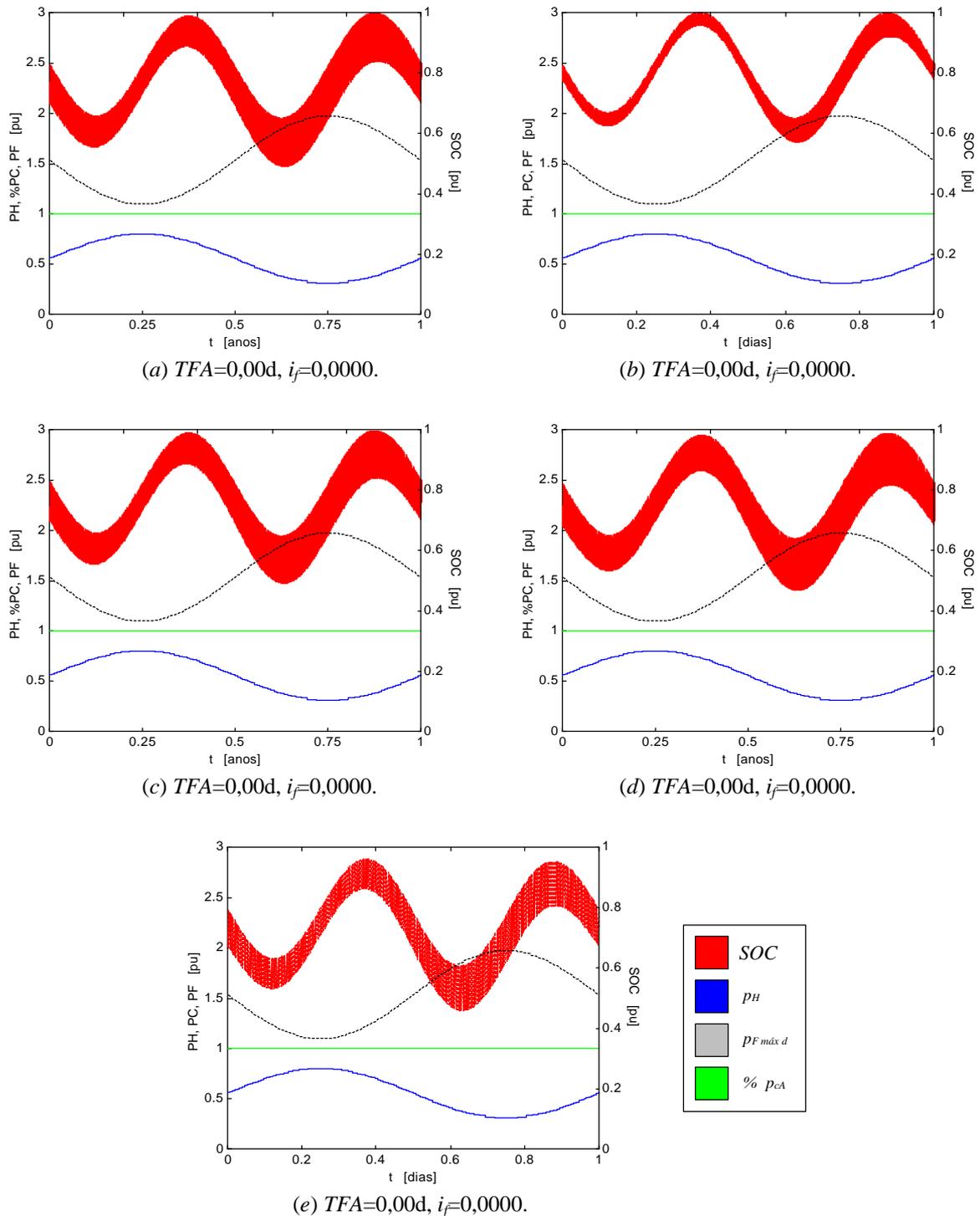


FIGURA 3. 34. Efeitos de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Perfis de demanda (FIGURA 3. 33): (a) perfil de demanda constante, para comparação, (b) perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar, (c) perfil sugerido por Kellogg et alii, 1998, (d) perfil sugerido por Van Dijk, 1991, e (e) perfil sugerido por Lasnier e Ang, 1990. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, $\% p_{cA}$: parcela da demanda das cargas consumidoras que é atendida.

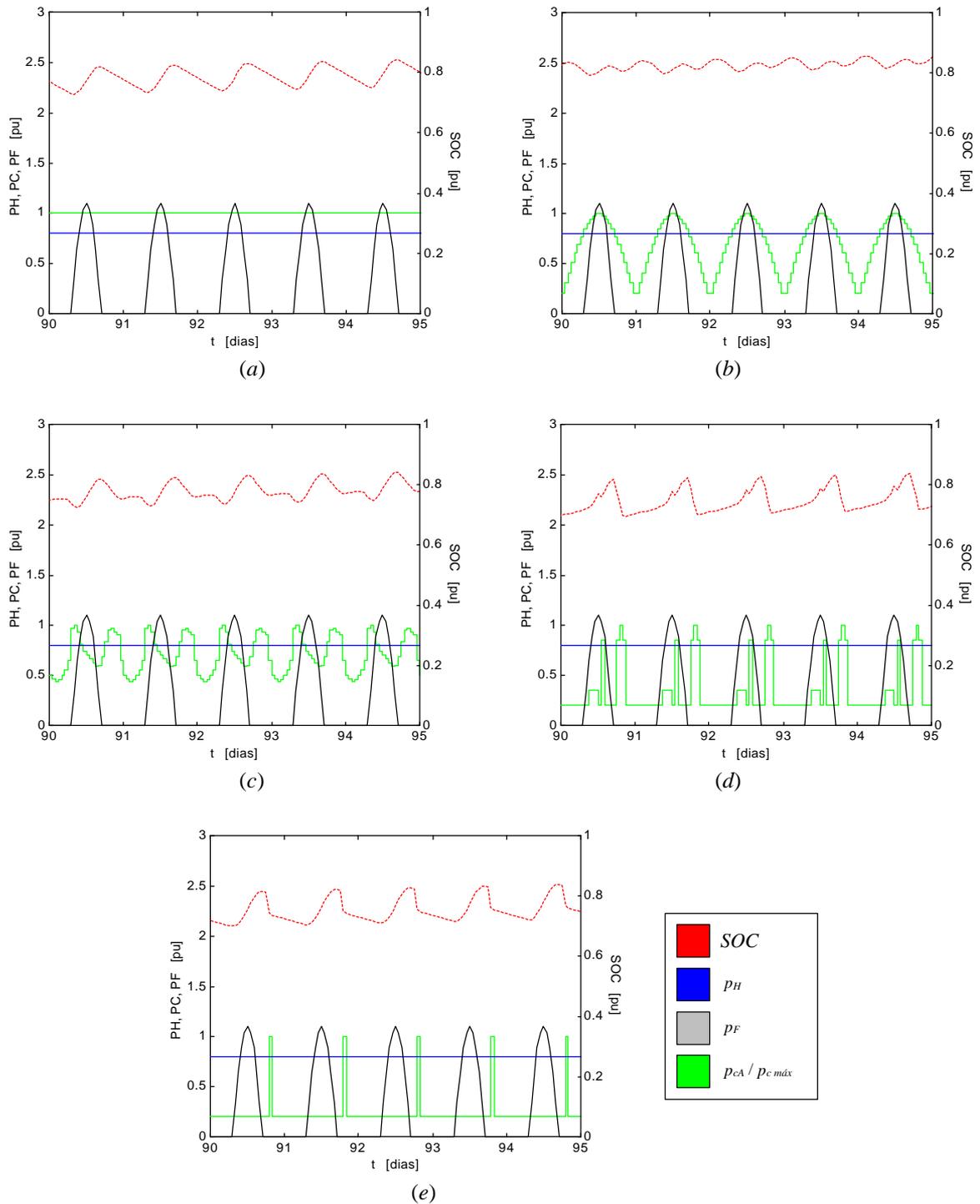


FIGURA 3. 35. Detalhe do período do 90° ao 95° dias dos sistemas da FIGURA 3. 34. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A FIGURA 3. 36 reproduz as simulações apresentadas na FIGURA 3. 34, mas agora com bancos de baterias com capacidade para apenas 1 dia, para que se possa comparar as falhas em função dos diferentes perfis. Apenas em (e) houveram falhas nos resultados da FIGURA 3. 34, que foi apresentada para comparação com os resultados das figuras anteriores.

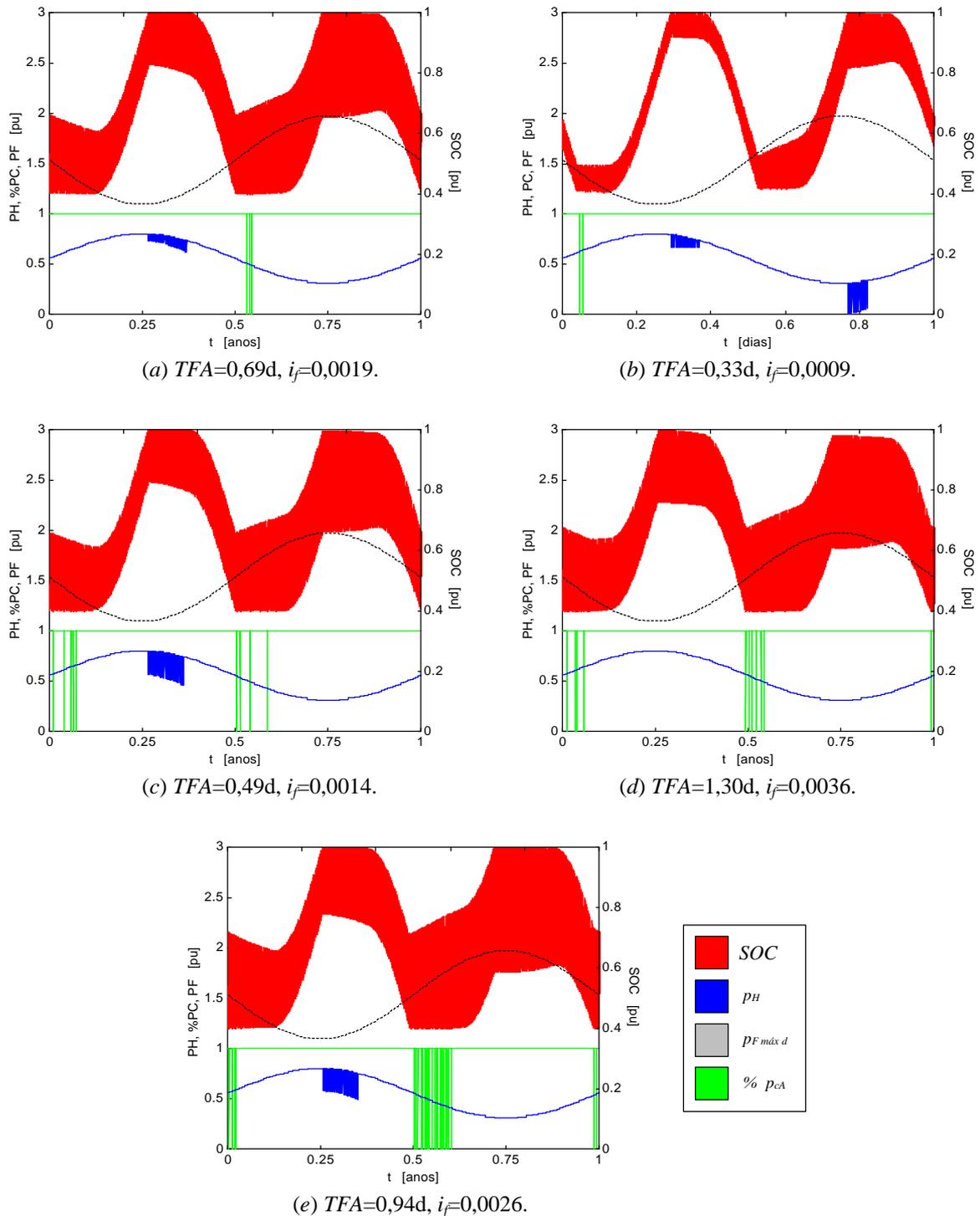


FIGURA 3. 36. Efeitos de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_t=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 1 dia, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Perfis de demanda (FIGURA 3. 33): (a) perfil de demanda constante, para comparação, (b) perfil aproximadamente senoidal, com pico de demanda coincidente com o pico de disponibilidade solar, (c) perfil sugerido por Kellogg et alii, 1998, (d) perfil sugerido por Van Dijk, 1991, e (e) perfil sugerido por Lasnier e Ang, 1990. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F^{máx d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, $\% p_{cA}$: parcela da demanda das cargas consumidoras que é atendida.

A FIGURA 3. 37 mostra detalhes de períodos em que ocorrem falhas, nos sistemas mostrados na FIGURA 3. 36 (d) e na FIGURA 3. 36 (e), respectivamente para os períodos do 203^o ao 204^o dias, e do 204^o ao 206^o dias. Em ambos as falhas ocorrem obviamente no início da manhã, quando as baterias atingem seus menores estados de carga e nesses períodos esses estados encontram-se perigosamente próximos do limite de profundidade para descarga.

O estado de carga das baterias é modulado pelo consumo e pela disponibilização de energia. Pode-se observar como a disponibilidade solar influencia a carga e como os picos de demanda também o fazem, ao ponto do perfil em (a) levar ao surgimento de dois picos na carga das baterias, que se situam próximos por causa da proximidade desses picos no perfil de demanda.

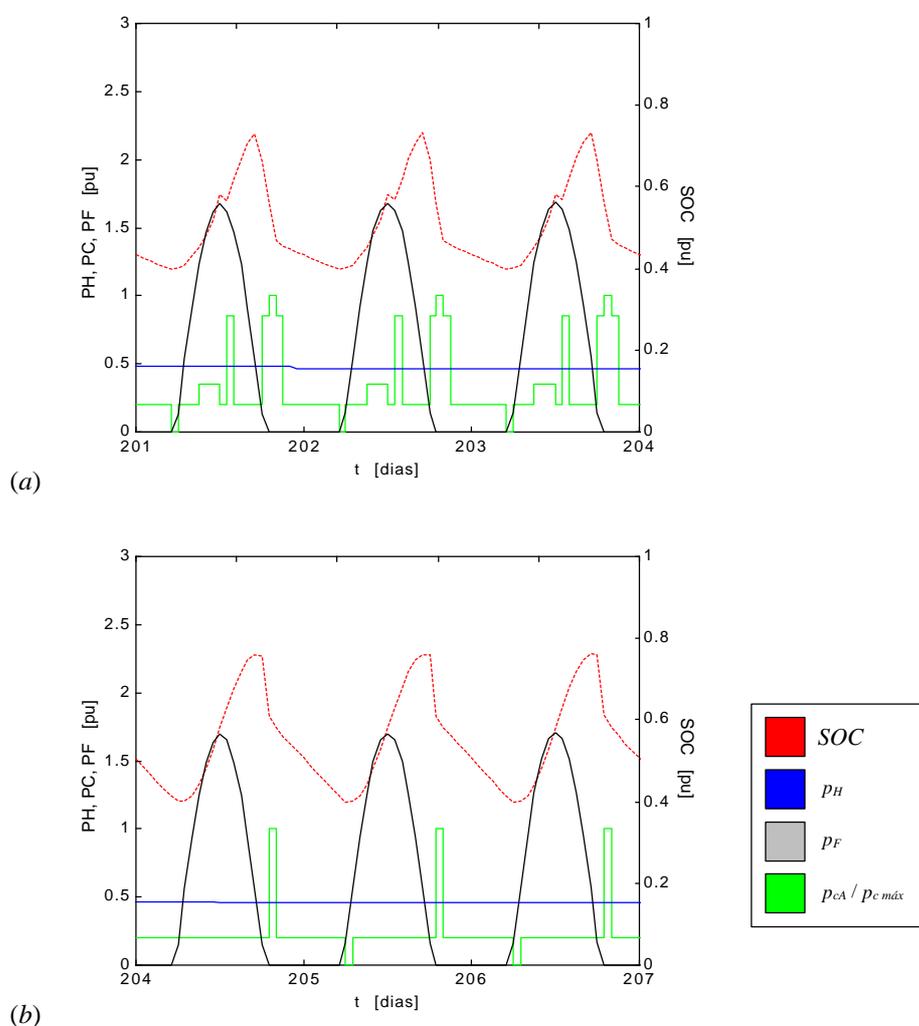


FIGURA 3. 37. Detalhe do período em que há falhas nos sistemas (a) da FIGURA 3. 36 (d), no período do 203^o ao 204^o dias, e (b) da FIGURA 3. 36 (e), no período do 204^o ao 206^o dias. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{CA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

Os resultados da FIGURA 3. 37 reforçam a idéia de que um perfil de demanda que coincida com a disponibilidade solar resultará em menores índices de falhas. A repetição das simulações apresentadas na FIGURA 3. 36 (b) e na FIGURA 3. 36 (e), agora com os perfis modificados, é apresentada na FIGURA 3. 38.

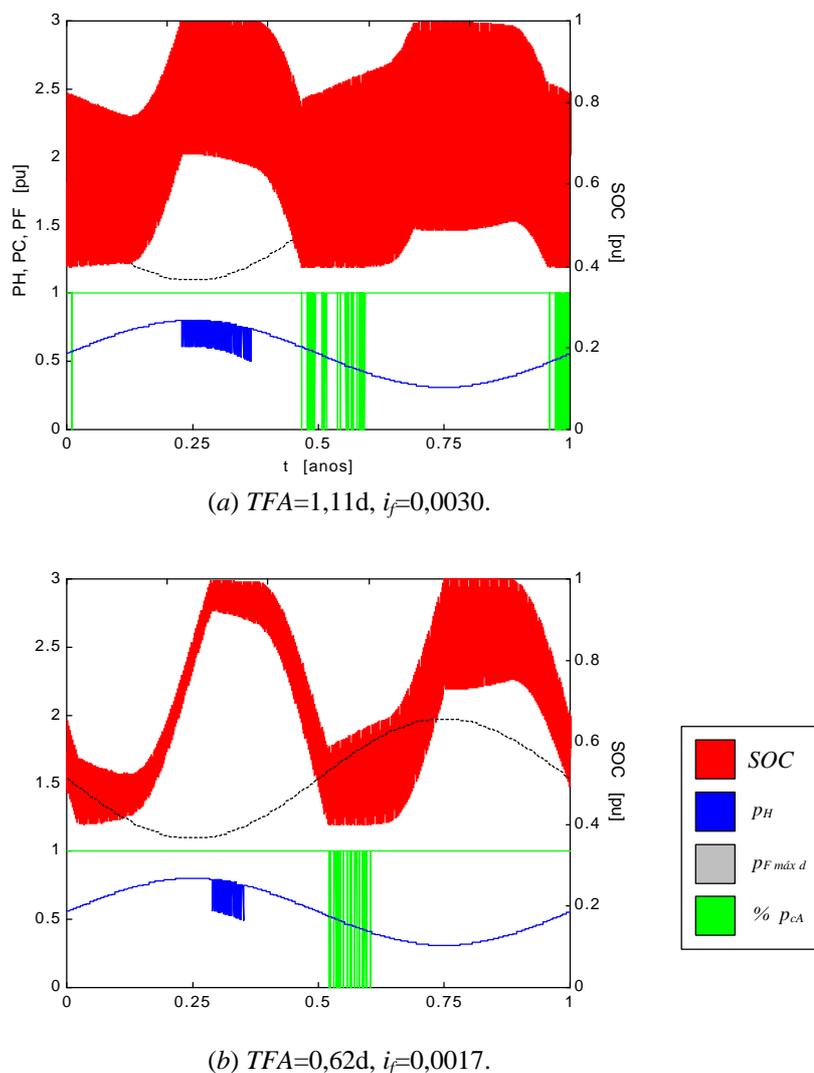


FIGURA 3. 38. Efeitos de diferentes perfis de demanda sobre o desempenho de um sistema com $\pi_{dd}=1,00$, $i_f=1,00$, $i_e=1,00$ [$c_e=1,00$, $\pi_{sh}=1,00$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=1,00$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=24,61$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima. Perfis de demanda: (a) perfil de demanda apresentado na FIGURA 3. 33 (b), deslocado de modo que o pico coincida com a meia noite, e (b) perfil de demanda apresentado na FIGURA 3. 33 (e), modificado de modo que o pico coincida com o meio dia. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, $\% p_{cA}$: parcela da demanda das cargas consumidoras que é atendida.

O perfil da FIGURA 3. 33 (b) foi deslocado em doze horas, para que o pico coincidisse agora com a meia noite. O resultado foi um índice de falhas maior, de 0,09% para 0,30%, como era esperado. Já o perfil da FIGURA 3. 33 (e) teve o pico localizado no meio dia, e o re-

sultado foi uma redução nas falhas, de 0,26% para 0,17%. A FIGURA 3. 39 apresenta detalhes respectivamente para os períodos do 206^o ao 208^o dias e do 212^o ao 214^o dias. As falhas, em (a) e em (b), como sempre, ocorrem no final da madrugada ou no início do dia. As oscilações da carga das baterias aumentaram em (a) e diminuíram em (b), como era esperado. Em (a), nos períodos de menor carga, a energia acumulada atinge os limites de profundidade de descarga, causando falhas no atendimento. Em (b), a oscilação da energia acumulada provocada pelo pico de demanda foi bastante suavizado com o seu deslocamento para o meio dia.

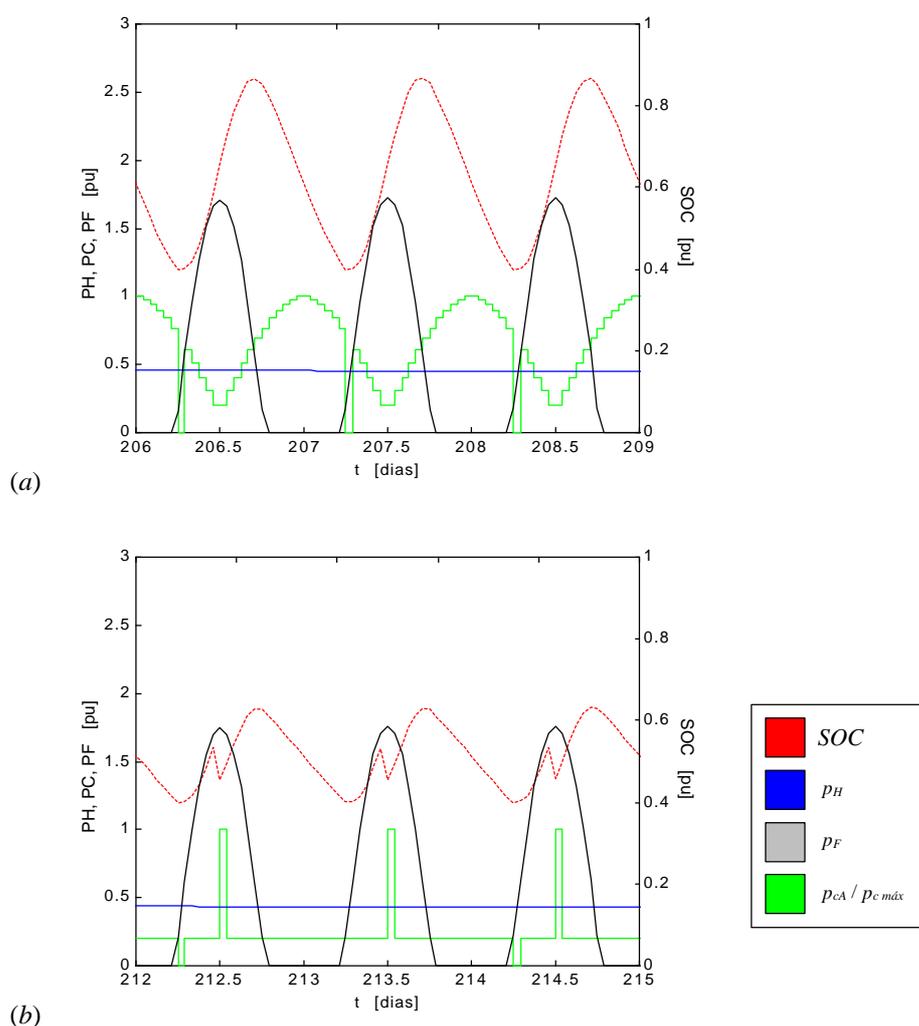


FIGURA 3. 39. Detalhe do período em que há falhas nos sistemas da FIGURA 3. 38, respectivamente (a) no período do 206^o ao 208^o dias para o sistema em (a), e (b) no período do 212^o ao 213^o dias para o sistema em (b). Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{CA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A utilização do quinto perfil apresentado constitui uma chance de comparar alguns resultados obtidos neste trabalho com as simulações e experimentos apresentados por KELLOGG (1998), conforme mostrado na FIGURA 3. 40. Em seu trabalho, esse autor simulou computacio-

nal e experimentalmente um sistema fotovoltaico com 960Wp, baterias com 400Ah, em 24V, de capacidade, atendendo uma carga em *ca* de 500W e 1000kWh/ano. Esse sistema contava com um gerador diesel de 1kW para carregamento das baterias, que uma vez acionado era desconectado apenas quando as baterias encontravam-se carregadas. Esse sistema foi simulado com baterias de várias capacidades, com duas estratégias de operação, uma em que o gerador era desligado quando as baterias atingiam 100% de sua capacidade máxima (FIGURA 3. 40 (a), estratégia 'a'), e outra em que era desligado quando as baterias atingiam 90% de sua capacidade máxima (FIGURA 3. 40 (a), estratégia 'b').

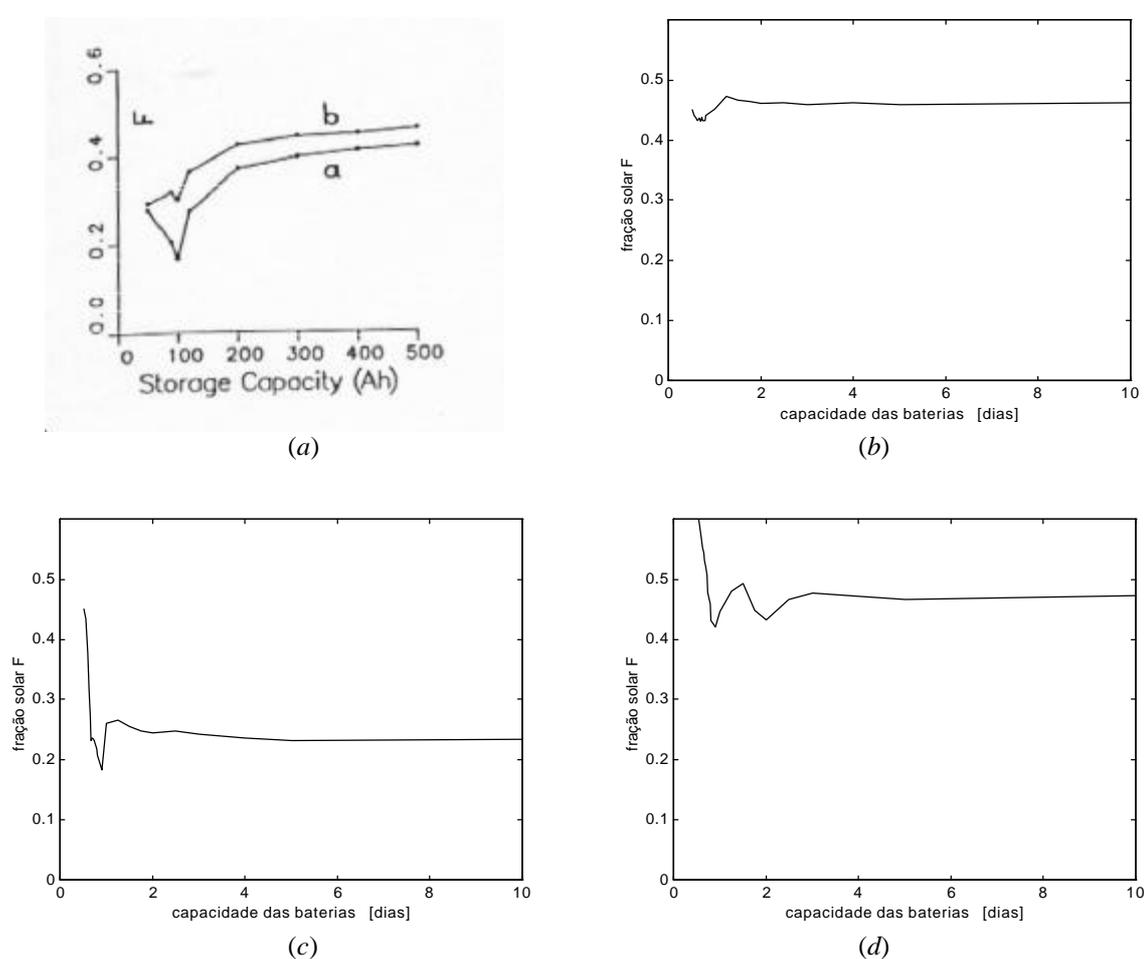


FIGURA 3. 40. Comparação de resultados deste trabalho com resultados obtidos por Kellogg et alii, 1998. (a) Fração solar F em função da capacidade das baterias, para um sistema com módulos solares com 960Wp, baterias com 400Ah e um gerador diesel com 1kW, atendendo uma carga com 500W e 1000kWh/ano. O gerador, quando for acionado, é desligado apenas quando as baterias atingirem, em 'a' 100% de sua capacidade máxima, ou em 'b' 90% de sua capacidade máxima. (b), (c) e (d) Fração solar F em função da capacidade das baterias, para um sistema com $\pi_{dd}=2,00$, $i_t=1,00$, $i_e=0,49$ [$c_e=0,49$, $\pi_{sh}=0,32$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_c=0,49$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=23,87$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com o perfil de demanda considerado por KELLOGG, respectivamente, com os dois geradores e as cargas podendo operar simultaneamente, com os dois geradores operando alternativamente e com o gerador hidrelétrico e o gerador fotovoltaico e cargas operando alternativamente.

Os valores mínimos que ocorrem nas curvas em (a) são devidos ao acionamento do gerador pela manhã ou no final da madrugada, quando as baterias encontram-se esgotadas, e ao seu desligamento ao meio dia, quando a contribuição solar mais significativa não pode então ser acumulada, já que as baterias encontram-se plenamente carregadas. Conseqüentemente, a contribuição solar no balanço do sistema é reduzida.

Esse comportamento é observado também nas simulações computacionais de um sistema com $\pi_{dd}=2,00$, $i_t=1,00$, $i_e=0,49$ [$c_e=0,49$, $\pi_{sh}=0,32$], $i_a=1,00$ [$\pi_{Mm}=1,00$, $\delta_f=1,1496$, $\delta_h=\delta_f$], $i_C=0,49$, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=23,87$, sem reservatório, com banco de baterias com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com o perfil de demanda considerado por Kellogg.

Esse sistema foi simulado visando com que o gerador hidrelétrico atua-se conforme o gerador diesel do sistema estudado por Kellogg. Nesse sentido, o sistema foi operado segundo três estratégias de operação diferentes: em (b) com os dois geradores e as cargas podendo operar simultaneamente, em (c) com os dois geradores operando alternativamente e em (d) com o gerador hidrelétrico e o gerador fotovoltaico e cargas operando alternativamente.

Nas três simulações de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos são identificados comportamentos semelhantes ao identificado por Kellogg para um sistema fotovoltaico com apoio de um gerador diesel, mas com diferenças menores nos valores da fração solar F . Esses resultados dependem em parte das dimensões das baterias em relação aos geradores. As duas estratégias em (a) diferenciam-se na capacidade efetiva de acumulação das baterias.

O comportamento do sistema operado segundo a estratégia em que o gerador hidrelétrico opera alternativamente ao gerador fotovoltaico e às cargas mostra três inflexões para a fração solar F em função das dimensões das baterias. O primeiro, para baterias com capacidade para pouco menos que um dia, e o segundo, para baterias com capacidade para dois dias, ocorrem pelo mesmo motivo daqueles já identificados acima.

Os resultados obtidos com dados de entrada idealizados ainda são comparados com simulações computacionais a partir de dados de entrada reais na seção 3. 5, obtidos com um sistema dimensionado com a metodologia apresentada na próxima seção, e são comparados também com uma simulação experimental na seção 4. 4, no próximo capítulo.

3. 4. Uma metodologia para dimensionamento.

Nesta seção é apresentada uma metodologia para dimensionamento de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos. Essa metodologia consiste em um algoritmo para determinação das potências hidrelétrica (potência da turbina e do gerador) e fotovoltaica (número e dimensões dos módulos) instaladas e das capacidades totais do banco de baterias (número e dimensões) e, se utilizado, do reservatório (volume para acumulação de água, dependente da topografia).

Essa metodologia é bastante simples e lógica, e consiste em suma em um método de tentativas e erros, em que são sugeridas dimensões para os componentes do sistema, baseadas em dimensões de dispositivos comerciais, e é verificado o conseqüente comportamento do sistema. A combinação que resultar em um equilíbrio adequado entre desempenho (fatores técnicos) e custos (fatores econômicos) deve ser a combinação escolhida.

Obviamente, o dimensionamento (assim como a operação) de um aproveitamento energético é fortemente influenciado pela estratégia de operação adotada. Este trabalho considera a estratégia formulada na seção 2. 6, tanto nas simulações com dados idealizados apresentadas na seção anterior quanto nas simulações com dados reais da próxima seção, e mesmo nos ensaios experimentais do próximo capítulo.

Vários trabalhos sugerem métodos para dimensionamento e definição de estratégias de operação, baseados por exemplo em programação dinâmica [Frag et alii, 1997], em algoritmos genéticos [Seeling Hochmuth, 1997], ou em métodos de avaliação de riscos [Chedid et alii, 1998], e existem *softwares* desenvolvidos para análise de desempenho e projeto de sistemas híbridos [Luther et alii, 1991, Grebe et alii, 1991]. Alguns trabalhos, como os de Van Dijk et alii, 1991, Ramakumar et alii, 1992, e Kellogg et alii, 1998, sugerem métodos mais simples, baseados em simulações numéricas e tentativas e erros. Alguns resultados de Mishra et alii, 1996, podem ser úteis na elaboração de métodos para dimensionamento.

Garcia, 1999, discute o dimensionamento de sistemas baseados em energias eólica e fotovoltaica, e mostra que, em função das disponibilidades energéticas, um sistema eólico fotovoltaico pode ser mais vantajoso que sistemas eólico ou fotovoltaico isolados. Dokopoulos et alii, 1996, utiliza o método de Monte Carlo para prever o comportamento técnico e econômico de um sistema que contém geradores diesel e eólicos. Gonzalez et alii, 1991, descreve a instalação de um híbrido diesel fotovoltaico a partir do desempenho de um sistema fotovoltaico existente. Marchetti et alii, 1991, sugere que o projeto de sistemas híbridos (sempre com

geradores diesel para suporte) seja efetuado pela comparação de custos determinados em função da autonomia do banco de baterias.

Em princípio, três critérios podem ser adotados para avaliar o desempenho de determinada combinação de potências instaladas e capacidades de acumuladores: o índice de falhas (i_f), e as diferenças entre as potências gerada e consumida (ΔP) e entre as energias gerada e consumida (ΔE), calculadas respectivamente pelas expressões (3. 47), (3. 49) e (3. 50). Neste trabalho, apenas o índice de falhas é empregado para avaliação de desempenho.

As diferenças ΔP , conforme pode ser observado nos resultados de Kellogg et alii, 1998, e ΔE , podem assumir valores positivos e negativos, permitindo em quaisquer dessas duas situações avaliar o quanto o desempenho se aproxima da situação procurada, com valor igual a zero. Além disso, a diferença entre os valores máximo e mínimo, que ocorrerem em seqüência, das diferenças ΔP e ΔE podem fornecer uma primeira avaliação para a capacidade necessária de acumulação. O índice de falhas, por outro lado, assume apenas valores positivos e, conforme discutido na seção 3. 2, pode ser complementado por um índice de utilização dos geradores.

Os custos totais envolvidos na instalação de um sistema híbrido (C_T) podem ser escritos como a soma dos custos iniciais de instalação (C_i) e dos custos anuais de manutenção (C_m) ao longo do tempo de vida útil¹⁷ do aproveitamento. Então,

$$C_T = C_i + C_m \quad (3. 51)$$

Esses custos podem ainda ser escritos como a soma dos custos dos geradores hidrelétrico (C_{ih} , C_{mh}) e fotovoltaico (C_{if} , C_{mf}), do banco de baterias (C_{ibat} , C_{mbat}), do reservatório (C_{ires} , C_{mres}) e de custos adicionais variáveis (C_{iad} , C_{mad}). Dessa forma,

$$\begin{aligned} C_i &= C_{ih} + C_{if} + C_{ibat} + C_{ires} + C_{iad} \\ C_m &= C_{mh} + C_{mf} + C_{mbat} + C_{mres} + C_{mad} \end{aligned} \quad (3. 52)$$

A função de custos C_T pode ser encarada como uma função objetivo, devendo ser definida de modo a minimizar os critérios adotados para avaliar o desempenho do sistema. Dentre os critérios, a diferença entre as potências gerada e consumida mostra-se mais adequada para a definição das potências instaladas, enquanto a diferença entre as energias gerada e con-

¹⁷ Ou de um tempo estabelecido para a análise, usualmente igual ou maior que o tempo de vida útil do componente mais durável do sistema.

sumida para a definição das capacidades dos acumuladores, mas o índice de falhas, em certa medida, engloba esses efeitos.

O primeiro passo consiste na determinação do perfil de demanda que deve ser atendido e do índice de falhas máximo a ser aceito, além das disponibilidades hídrica e solar a serem aproveitadas, ou seja, a vazão e a insolação disponíveis em função do tempo. A vazão utilizável pode ser diferente da vazão disponível em função de legislações ambientais.

Em seguida, determinam-se o índice de complementariedade no tempo e a diferença d_f para as disponibilidades energéticas. No caso da disponibilidade hídrica ser maior que o necessário, devem ser determinados os valores pretendidos para d_h e i_a . Em caso contrário, devem ser determinados os valores possíveis.

O próximo passo é estipular um valor desejado para o índice de complementariedade de energia. Em função desse valor, devem ser determinados valores iniciais para as dimensões dos equipamentos de geração (a vazão turbinada e a área de coleção dos módulos), e para as capacidades de armazenamento dos acumuladores.

O volume do reservatório, sempre limitado pelas características geológicas e topográficas do local do aproveitamento, assim como a capacidade das baterias, deve ser estipulado de modo a melhorar os índices de complementariedade no tempo e entre as amplitudes. Para as baterias pode ser arbitrado um valor inicial equivalente a dois dias de consumo das cargas.

Uma primeira simulação, com esses valores inicialmente estipulados para as dimensões dos componentes do sistema, deve ser efetuada. Em seguida, devem ser efetuadas simulações com outros valores de capacidade das baterias, desde valores pequenos e próximos de zero até valores da ordem de 10 dias de capacidade. Essas simulações podem ser repetidas também para outras dimensões do reservatório, mas essa variável pode ser incluída na análise depois de uma primeira rodada de resultados, para evitar que o problema de dimensionamento se torne muito complexo.

Então, devem ser arbitradas dimensões no entorno dos valores iniciais e devem ser efetuadas simulações desses sistemas. Os resultados podem ser resumidos em um gráfico como o da FIGURA 3.43 e o dimensionamento final será aquele que proporcionar o melhor equilíbrio entre fatores técnicos e econômicos.

Na próxima seção, essa metodologia é aplicada aos dados reais utilizados para comparação com os resultados obtidos da simulação computacional com informações meteorológicas idealizadas. Como neste trabalho não foram considerados fatores econômicos, foi simulada a alternativa com um valor estipulado para o índice de complementariedade de energia.

O resultado da execução do programa de dimensionamento aparece na FIGURA 3. 43, na próxima seção, onde podem ser vistas as várias combinações que resultam no critério procurado. Os custos definem qual dessas alternativas deve ser adotada.

Essa figura foi obtida pela aplicação desta metodologia aos dados utilizados na próxima seção para comparação de resultados de simulação obtidos a partir de dados reais com os resultados obtidos a partir de dados idealizados.

Os componentes do gerador hidrelétrico e as baterias automotivas são produzidos em modelos padronizados, em várias dimensões, e muitas vezes uma potência maior pode ser obtida com pequenas diferenças nos custos. A escolha de equipamentos comerciais com dimensões imediatamente superiores constituem na decisão mais adequada, sempre garantindo uma certa “folga” em relação para o desempenho do sistema. Desse modo é possível turbinar uma vazão um pouco maior em caso de uma disponibilidade hídrica inesperada, como mostram os cinco primeiros resultados da FIGURA 3. 23, ou operar o sistema com uma contribuição solar levemente maior, como os outros cinco resultados da FIGURA 3. 23.

3. 5. Resultados obtidos com dados de entrada reais.

Esta seção apresenta os resultados obtidos com a utilização de dados reais de entrada no programa de simulação proposto na seção 2. 1, e uma aplicação da metodologia de dimensionamento proposta na seção anterior. Foram utilizados dados de vazão e dados de radiação solar incidente sobre uma superfície horizontal.

Os dados de vazão, mostrados na FIGURA 3. 41 (a), consistem de dados diários de 01 de fevereiro de 1979 a 31 de janeiro de 1989, extraídos da série de 1978 a 1986 da estação da FEPAGRO na praia dos Folgados, próximo a sede do município de Santa Cruz do Sul, RS. Os dados de radiação solar incidente sobre uma superfície horizontal (FIGURA 3. 41 (b)) consistem de uma série de dados horários com dez anos de extensão, gerados com o emprego do programa *Radiasol*, desenvolvido no LES, para a cidade de Cachoeira do Sul, RS. Esses dados não apresentam complementariedade no tempo, ou seja, apresentam índice de complementariedade no tempo igual a zero.

A utilização de dados de radiação solar incidente sobre uma superfície horizontal valoriza a geração de energia durante os meses de verão, ao contrário da utilização de uma superfície inclinada por exemplo 45° , que valorizaria a geração nos meses de inverno. Entretanto, como o objetivo é a geração a partir da complementariedade entre as fontes de energia, valo-

rizando portanto a contribuição solar nos meses de verão, a utilização de uma superfície horizontal mostra-se mais adequada. Mais adiante é efetuada uma comparação com simulações, a partir dos dados reais utilizados nesta seção, para insolação sobre superfícies horizontal e inclinada.

Supondo que exista algum local próximo da estação onde foram obtidos os dados de vazão, onde esses dados possam ser aplicados e onde seja possível implementar um aproveitamento hidrelétrico com um desnível topográfico de 10m, as disponibilidades energéticas da FIGURA 3. 41 (a) e da FIGURA 3. 41 (b) podem ser utilizadas em uma aplicação da metodologia de dimensionamento apresentada na seção anterior.

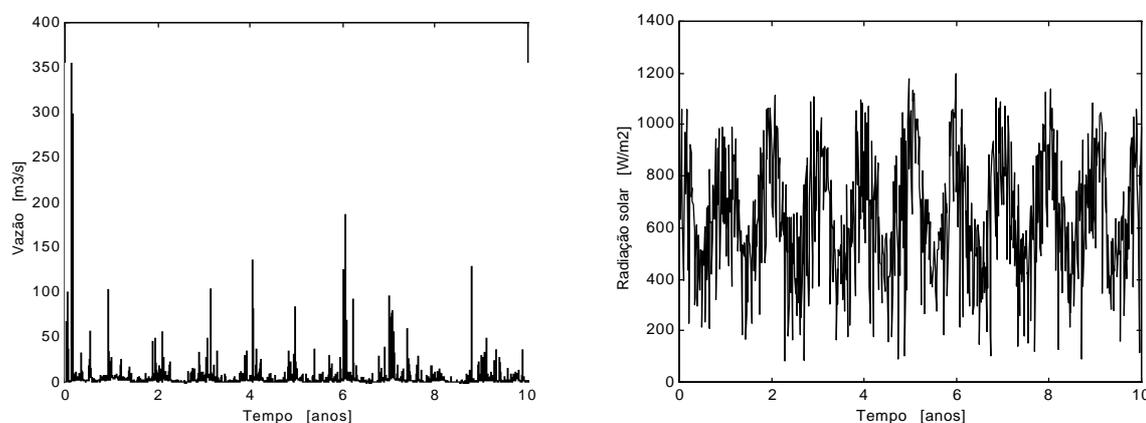


FIGURA 3. 41. (a) Dados diários de vazão, de 01 de fevereiro de 1979 a 31 de janeiro de 1989, extraídos da série de 1978 a 1996 da estação da FEPAGRO na praia dos Folgados, junto à sede do município de Santa Cruz do Sul, RS. (b) Dados de radiação solar máxima diária sobre uma superfície horizontal, obtidos com o programa *Radiasol*, para um período de dez anos na estação Cachoeira do Sul, RS.

Supondo que seja necessário atender uma demanda de 70kW, com perfil constante, e que isso deva ser feito com um índice de complementariedade de energia igual a 0,40, para um índice de falhas máximo de 5,00%, a vazão a ser turbinada pelo gerador hidrelétrico pode ser fixada em $1,00\text{m}^3/\text{s}$. Além disso, foi estipulando um valor para a capacidade das baterias de dois dias, optando-se por não empregar reservatório.

A simulação de um sistema com área normalizada dos módulos fotovoltaicos igual a 12, durante os dez anos de dados disponíveis, levou aos resultados mostrados na FIGURA 3. 42. Essa figura mostra o comportamento do sistema em todos os dez anos de simulação, diferentemente da seção anterior, onde foram mostrados apenas um ano de simulação para cada sistema. O índice de falhas para o período total de simulação foi de 3,99%.

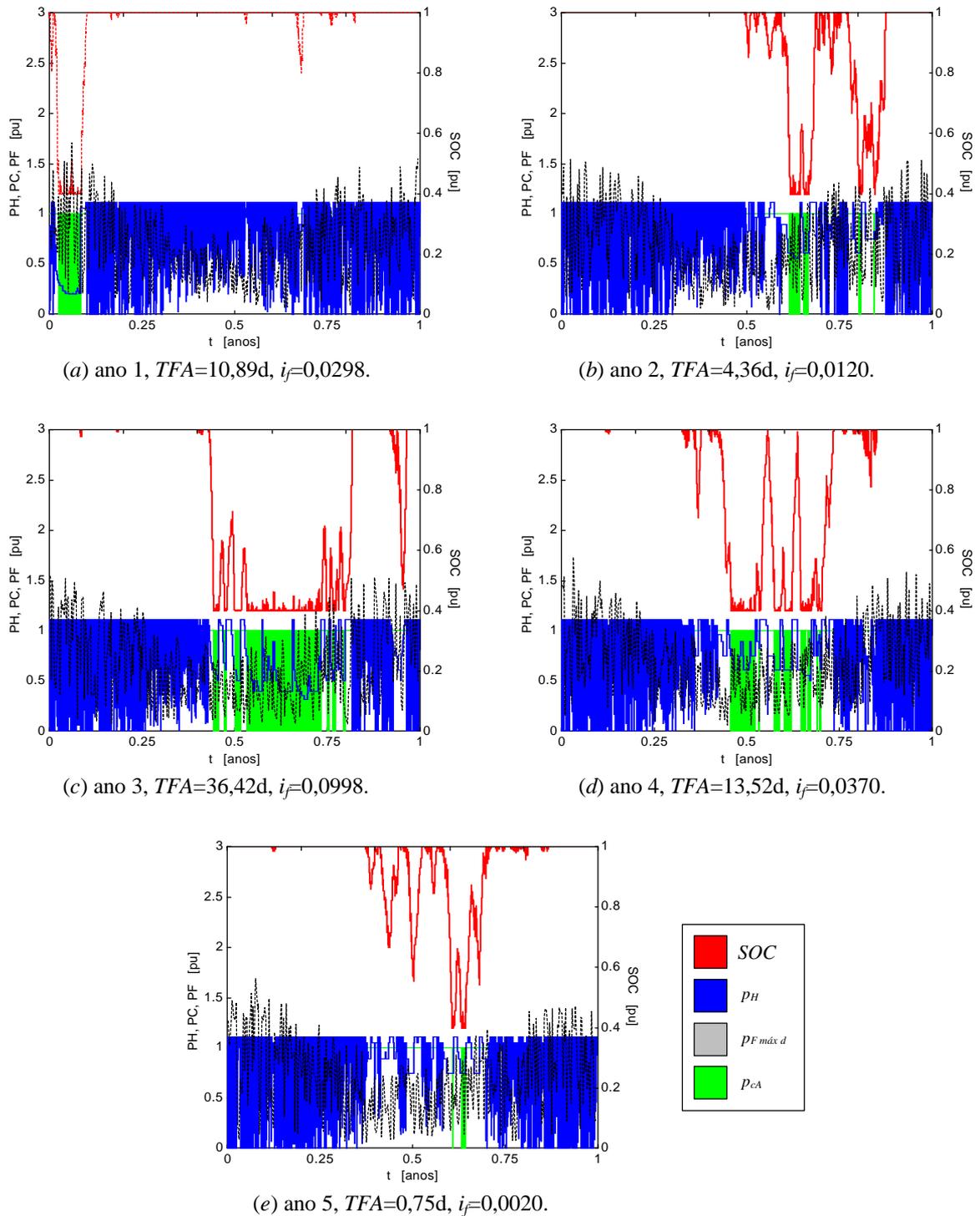


FIGURA 3. 42. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $i_t=0,00$, $i_e=0,75$, $i_c=0,00$, $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=12$ e $Q_b=1,0m^3/s$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados diários de vazão mostrados na FIGURA 3. 41 (a) e os dados horários de radiação solar mostrados na FIGURA 3. 41 (b). Resultados correspondentes: (a) ao primeiro ano, (b) ao segundo ano, (c) ao terceiro ano, (d) ao quarto ano e (e) ao quinto ano. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

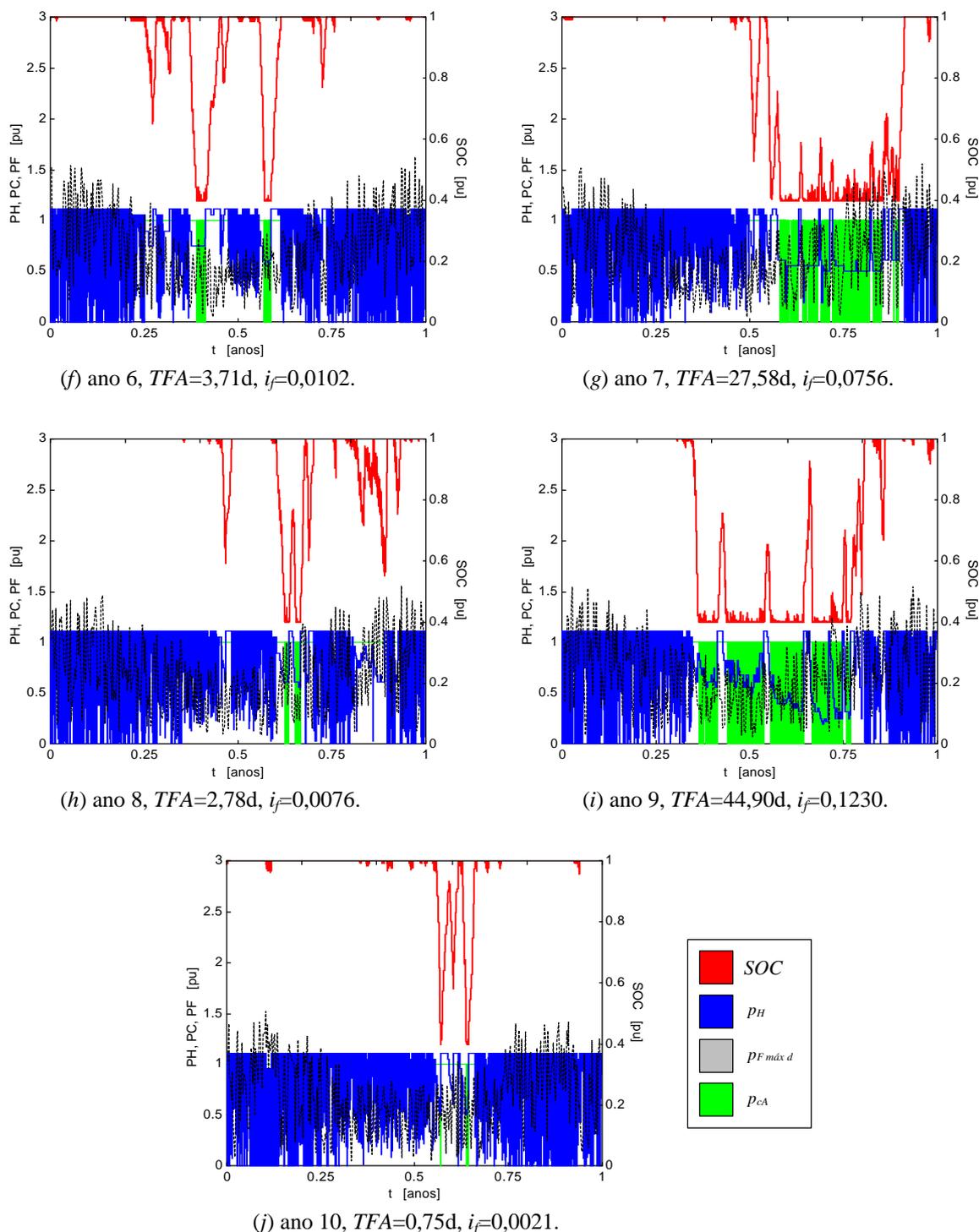


FIGURA 3. 42. (continuação) Resultados correspondentes: (f) ao sexto ano, (g) ao sétimo ano, (h) ao oitavo ano, (i) ao nono ano, (j) ao décimo ano. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_F máx d$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

Observa-se que de um modo geral o desempenho qualitativo desse sistema reproduz o do sistema que aparece na FIGURA 3. 21 (e), que em função do índice de complementariedade no tempo seria o mais próximo dentre os que foram simulados na seção anterior. O índice de falhas resultou menor em função de que o sistema da FIGURA 3. 42 aproveita disponibilidades mais abundantes ao longo dos anos, em relação à demanda, que o da FIGURA 3. 21 (e).

A FIGURA 3. 43 mostra detalhes do dimensionamento do sistema simulado na FIGURA 3. 42. As três curvas mostram resultados de simulações de sistemas com geradores hidrelétricos turbinando vazões respectivamente iguais a 1,25, 1,00 e 0,75m³/s, para áreas normalizadas dos módulos fotovoltaicos desde 0 até 45, para baterias com capacidade para dois dias. É necessário ressaltar, como já comentado, que a decisão final em favor de uma das alternativas para dimensionamento deve ser tomada em função de fatores econômicos.

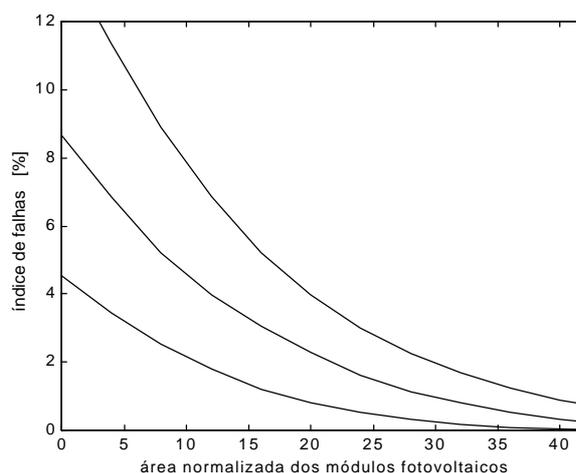


FIGURA 3. 43. Resultado da aplicação da metodologia de dimensionamento descrita na seção 3. 4 aos dados apresentados na FIGURA 3. 41 (a) e na FIGURA 3. 41 (b). Os sistemas simulados têm baterias com capacidade para dois dias. A curva do centro corresponde à vazão de base de 1,00m³/s, e as curvas da esquerda e da direita correspondem respectivamente às vazões de 1,25 e 0,75 m³/s.

O sistema correspondente à vazão de 1,00m³/s, estipulada anteriormente, com uma área normalizada de módulos fotovoltaicos igual a 12, cujo comportamento é mostrado na FIGURA 3. 42, apresenta índice de falhas igual a 3,99%. Se o sistema deve atender uma demanda de 70kW, a área dos módulos resultará em 840m². Essa área assumiu valor elevado em função da potência a ser atendida e do valor desejado para o índice de complementariedade no tempo. Entretanto, dada a dificuldade de obtenção de dados de vazão para rios com pequenas vazões, considere-se esse mesmo conjunto de dados, supondo um rio de pequenas dimensões com vazões em função do tempo iguais às da FIGURA 3. 41 (a), porém divididas por um determinado fator. Se o manancial hídrico aproveitasse vazões 10 vezes menores, por

exemplo, de modo que a vazão a ser turbinada pudesse ser fixada em 100l/s, com um gerador hidrelétrico capaz de gerar 6kW, para atender uma demanda total de 7kW, a área dos módulos resultaria em 84m². Um cálculo bastante expedito pode resultar em uma estimativa para o custo desse sistema. A vazão turbinada de 0,1m³/s resulta em uma potência hidrelétrica instalada de aproximadamente 6kW. A área de 84m² em módulos fotovoltaicos deve resultar em aproximadamente 8,4kWp. Supondo custos específicos de R\$1.500,00/kW do aproveitamentos hidrelétrico e de R\$13.200,00/kWp¹⁸ do aproveitamentos fotovoltaico, esse sistema resultaria em custos totais da ordem de R\$119.880,00.

Sistemas com índices de complementariedade menores resultarão em áreas menores para os módulos fotovoltaicos. É possível afirmar que, ao longo do tempo, conforme os custos dos módulos fotovoltaicos continuam sendo reduzidos, sistemas com índices de complementariedade de energia cada vez mais altos alcançarão viabilidade econômica.

A FIGURA 3. 44 repete o primeiro ano da simulação do sistema com área normalizada dos módulos fotovoltaicos igual a 12 [FIGURA 3. 41 (a)]. Esse sistema apresentou nesse ano falhas em 2,98% do tempo. A FIGURA 3. 45 mostra uma simulação desse mesmo sistema com uma defasagem de 180 dias, artificialmente inserida nos dados de vazão, para levar o sistema a um índice de complementariedade no tempo igual a um. Esse sistema resultou sem falhas.

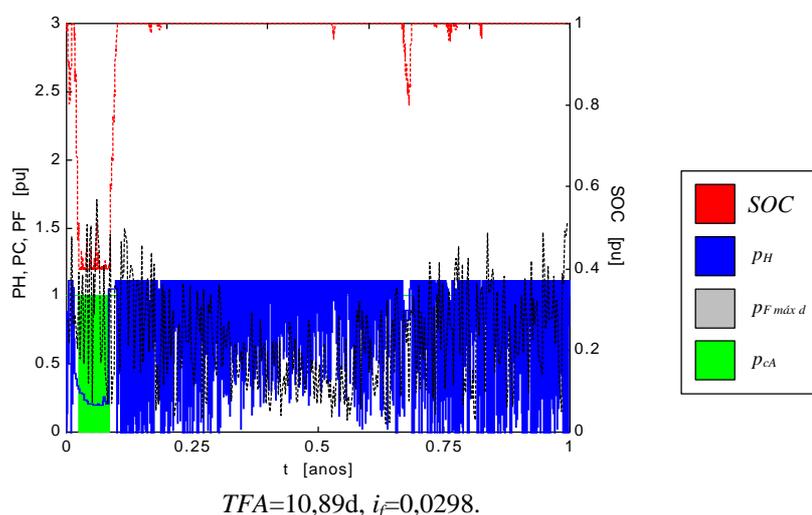


FIGURA 3. 44. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $i_t=0,00$, $i_e=0,75$, $i_c=0,00$, $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=15$ e $Q_b=2,5\text{m}^3/\text{s}$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados diários de vazão mostrados na FIGURA 3. 41 (a) e os dados horários de radiação solar mostrados na FIGURA 3. 41 (b). Resultados correspondentes ao primeiro ano de simulação. Convenções: SOC: estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

¹⁸ Supondo US\$6,00/Wp e com US\$1,00≈R\$2,20 (abril de 2001).

A FIGURA 3. 46, por fim, mostra uma simulação do sistema da FIGURA 3. 44 com a insolação incidindo sobre uma superfície inclinada 45° . Essa inclinação favorece a geração fotovoltaica nos meses de inverno, e mostra-se mais adequada, em que a complementariedade no tempo é nula, ou quando essa complementariedade assumir valores baixos.

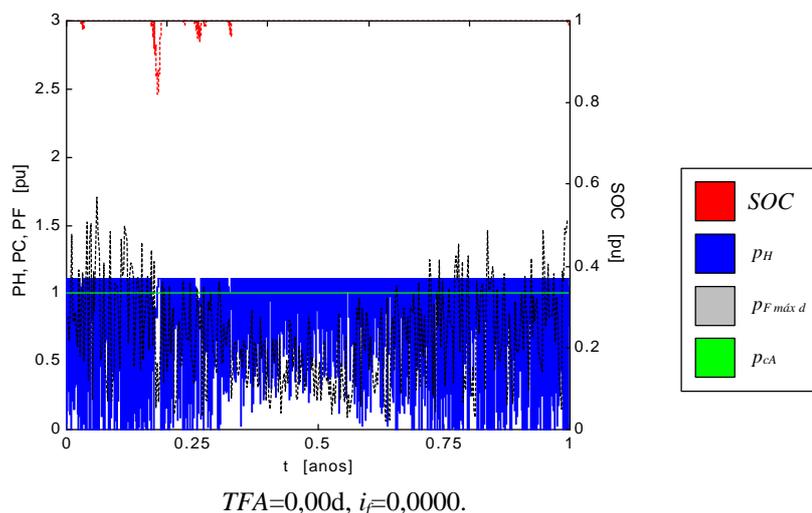


FIGURA 3. 45. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $i_t=1,00$ gerado artificialmente pela defasagem das disponibilidades energéticas, com $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$, $a_f=12$ e $Q_b=1,0m^3/s$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados da FIGURA 3. 41 (a) e da FIGURA 3. 41 (b). Resultados correspondentes ao primeiro ano de simulação. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

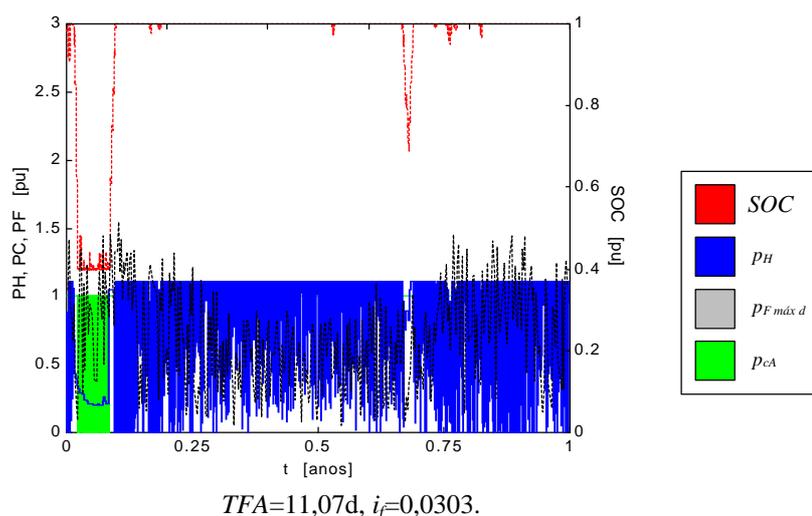


FIGURA 3. 46. Simulação de um sistema hidrelétrico fotovoltaico com $\pi_{dd}=1,00$, $i_e=0,75$, $i_c=0,00$, $p_{he\ máx}=p_{c\ máx}$ e $a_f=12$ e $Q_b=1,0m^3/s$, sem reservatório, com banco de baterias com capacidade para 2 dias, com descarga até 40% e recarga até 100% da capacidade máxima, com perfil de demanda constante, utilizando os dados da FIGURA 3. 41 (a) e os dados da FIGURA 3. 41 (b), incidentes sobre um plano com inclinação de 45° . Resultados correspondentes ao primeiro ano de simulação. Convenções: SOC : estado de carga das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, $p_{F\ máx\ d}$: potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

3. 6. Conclusões preliminares.

A utilização de dados idealizados revelou vários aspectos do funcionamento de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, definindo melhor o seu campo de aplicação e fornecendo subsídios para seu dimensionamento. Ao final, foram comparados com simulações baseadas em dados reais. No próximo capítulo, ainda são comparados com resultados obtidos experimentalmente.

O sistema considerado como “ponto de partida” nas simulações (FIGURA 3. 11) apresenta complementariedade perfeita e energia total anual disponível, sob as formas hídrica e solar, igual à energia total anual demandada pelos consumidores. A configuração desse sistema não precisa ser vista como uma “configuração objetivo”, em caso de dimensionamento, mas é a mais valiosa quanto a informações sobre o desempenho do sistema (FIGURA 3. 14).

O aumento da capacidade do banco de baterias, tanto pelo aumento da capacidade física de acumulação de energia (FIGURA 3. 15) quanto pelo incremento da diferença entre níveis mínimo e máximo para operação (FIGURA 3. 18), leva a redução das falhas, como é esperado e como foi observado por Lasnier e Ang, 1990. O aumento da capacidade do banco de baterias contribui para um aumento na sua vida útil, incorrendo por outro lado em um aumento nos custos iniciais. O estabelecimento de menores profundidades de descarga também contribui para um aumento de vida útil e garante a manutenção de uma reserva de energia, a ser usada em emergências.

Para o sistema considerado como ponto de partida para as simulações um banco de baterias com capacidade para dois dias mostrou-se suficiente para evitar falhas no atendimento dos consumidores. A definição de valores adequados para o tamanho do banco de baterias e para a profundidade de descarga depende de uma comparação entre esses fatores técnicos e os custos iniciais e de manutenção, tendo em vista o funcionamento do sistema e o índice de falhas desejado.

Uma melhor complementariedade no tempo (FIGURA 3. 21) está associada a menores índices de falha. Um reservatório pode artificialmente melhorar a complementariedade no tempo, com o efeito de retardar ou atenuar o período de estiagem da disponibilidade hídrica (FIGURA 3. 24). O valor do índice de falhas pode fornecer uma primeira medida do volume necessário de reservação, que depende fortemente das condições do local do aproveitamento para se mostrar viável economicamente.

Uma maior contribuição de origem hidrelétrica (FIGURA 3. 27 (f) a (j)) leva a redução das falhas, e uma maior contribuição de origem fotovoltaica (FIGURA 3. 27 (a) a (e)) leva a uma maior necessidade de acumulação de energia. Esse resultado indica que os sistemas hidrelétricos fotovoltaicos encontram aplicação mais indicada em condições em que as disponibilidades hídricas não se mostram suficientes para atender a demanda dos consumidores.

Uma melhor complementariedade entre amplitudes (FIGURA 3. 29) está associada a menores índices de falha. Um reservatório pode artificialmente melhorar a complementariedade entre as amplitudes, transferindo água de um semestre para ser turbinada em outro, aproximando a disponibilidade hídrica ao longo do ano daquela que fornece valores do índice mais próximos da unidade.

O projeto do reservatório pode ser efetuado visando melhorar características de complementariedade, fazendo com que disponibilidades naturais não perfeitamente complementares sejam modificadas e aproximadas de uma situação de complementariedade que permita melhor desempenho do sistema híbrido. A estratégia de operação, desenvolvida com base em simulações, deve considerar esse objetivo do reservatório e ser idealizada para permitir uma melhor utilização da água acumulada. O projeto do reservatório deve ainda considerar fatores econômicos, já que o local do aproveitamento é fundamental para sua viabilização.

Os perfis de demanda com grandes variações de potência demandada (FIGURA 3. 34) levam a um aumento das falhas. Como, nos perfis estudados, as potências de maior intensidade ocorrem durante períodos de uma ou duas horas, um aumento nos bancos de baterias deve ser suficiente para suprir esses picos. Entretanto, se esses picos se mantiverem por mais tempo, ou se se repetirem a intervalos curtos, pode ser necessário um gerador auxiliar.

Os perfis de demanda com as maiores potências demandadas coincidentes com o pico de energia solar (FIGURA 3. 34 e FIGURA 3. 38) levam a reduções nas falhas. A maior potência demandada é suprida pelo aumento de disponibilidade solar. Mesmo os picos mais altos, que exigem aumento da capacidade das baterias, podem ser atendidos, dentro de certos limites, se forem deslocados para o meio dia.

A utilização nas simulações de um perfil de demanda considerado por KELLOGG (1998) permitiu observar com as simulações realizadas neste trabalho, com disponibilidades energéticas idealizadas, um comportamento observado pelo autor em suas simulações.

A sensibilidade do modelo de simulação aos dados de entrada pode ser evidenciada pela investigação de sutilezas no comportamento da energia acumulada nas baterias (FIGURA 3. 25, FIGURA 3. 30 e FIGURA 3. 31), sendo possível verificar a transição do comportamento ve-

rificado para complementariedade perfeita (com dois picos) para o comportamento em situações de complementariedade imperfeita (com apenas um pico).

A sensibilidade do modelo também pode ser verificada pelos resultados da FIGURA 3. 13, que mostra os efeitos de variações em dt , ou seja, no número de rodadas do programa de simulação por hora de tempo simulado, sobre o valor do índice de falhas. Os resultados mostram que o valor do índice de falhas fica definido até pelo menos a segunda casa decimal para um mínimo de 10 rodadas por hora de tempo simulado.

A aplicação da metodologia de dimensionamento proposta aos dados apresentados na seção 3. 5 mostrou a sua simplicidade. De todos os modelos comerciais considerados para atender a demanda, deve ser selecionado aquele que se mostrar mais apto economicamente. Observou-se como o desempenho do aproveitamento dimensionado se aproxima qualitativamente do desempenho do sistema “idealizado” equivalente.

Os resultados da simulação com dados reais revelaram uma semelhança razoável com os resultados equivalentes, obtidos com informações meteorológicas idealizadas (FIGURA 3. 42). Os dados reais não apresentaram complementariedade no tempo, e o índice de falhas resultou menor em função que o sistema da FIGURA 3. 42 aproveita disponibilidades mais abundantes que o da FIGURA 3. 21 (e).

A “convolução” das disponibilidades energéticas idealizadas, que levaram aos resultados da seção 3. 2, com as variações nas disponibilidades devidas a efeitos meteorológicos, exige estudos mais completos, mas deve resultar em uma maior necessidade de acumulação de energia para manutenção dos mesmos índices de falha, em uma medida que depende da intensidade desses efeitos meteorológicos.

4. O CONTROLE DO SISTEMA EM ESTUDO

4. 1. Um sistema de controle para concretização da estratégia formulada.

Nesta seção é descrito o sistema de controle elaborado para viabilizar a estratégia de operação formulada na seção 2. 6. A configuração do sistema híbrido, ilustrada na FIGURA 2. 2, aparece novamente na FIGURA 4. 1, enfatizando agora a atuação do controle, onde por simplicidade foram excluídos os transformadores.

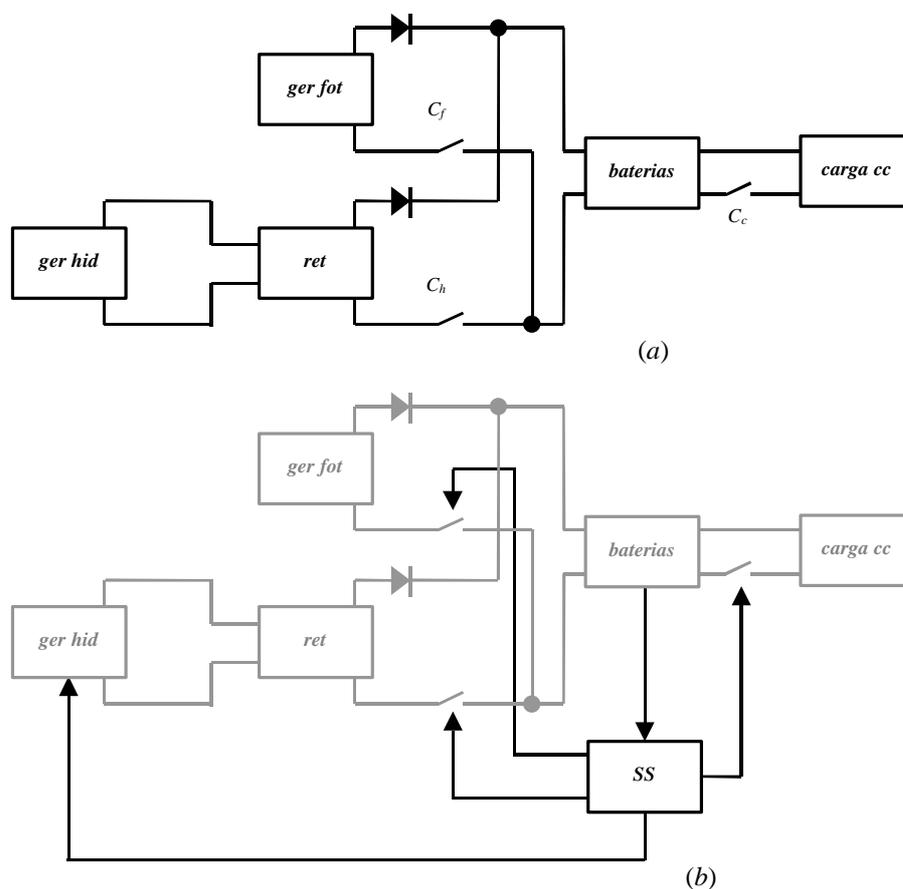


FIGURA 4. 1. (a) Representação esquemática de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com os geradores colocados em paralelo no barramento de *cc*, fornecendo suprimentos em *cc*. (b) Representação esquemática do sistema híbrido enfatizando a atuação do sistema supervisor (*SS*). Convenções: *ger hid*: gerador hidrelétrico, *ger fot*: gerador fotovoltaico, *ret*: retificador.

A tensão no barramento de *cc* é definida pelas baterias, e apresentará flutuações em função do seu estado de carga. Durante a noite o gerador fotovoltaico deve ser protegido por

um diodo contra a descarga das baterias. A corrente disponibilizada pelo gerador hidrelétrico é retificada e isso dispensa um controle rígido sobre tensão e frequência.

A condição de sobrecarga das baterias é atingida quando sua tensão for maior que um valor máximo $V_{máx}$, e exige a desconexão dos geradores. A condição de subcarga é atingida quando a tensão for menor que um valor mínimo $V_{mín}$, e exige a desconexão das cargas. Um valor de tensão dV deve ser adotado para conferir uma histerese aos valores de tensão tomados como referência.

O gerador fotovoltaico deve ser conectado ou desconectado em função do valor de tensão nos terminais do banco de baterias. Por sua vez, o gerador hidrelétrico deve ser conectado ou desconectado em função, basicamente, da corrente sendo disponibilizada pelo banco de baterias, mas deve ser desconectado se a tensão atingir valores muito altos.

O gerador hidrelétrico também deve ser conectado quando a corrente disponibilizada pelo gerador fotovoltaico não for suficiente. Se o gerador fotovoltaico estiver conectado e a demanda for maior que a corrente disponibilizada, a tensão do banco de baterias irá diminuir já que parte da energia armazenada será consumida.

Se a demanda diminuir, a tensão do banco de baterias aumentará, e esse aumento deverá ser detectado e o gerador hidrelétrico adaptado à nova situação, podendo inclusive ser desconectado se a tensão ultrapassar determinado valor. Se o gerador fotovoltaico estiver desconectado e houver demanda, necessariamente a tensão do banco de baterias irá decrescer com o tempo, levando mais uma vez ao acionamento do gerador fotovoltaico.

Se os geradores não estiverem conectados e a tensão do banco de baterias assumir valores inferiores ao correspondente ao estado intermediário desejado, inicialmente o gerador fotovoltaico é conectado. Se não houver disponibilidade energética, essa conexão não terá efeito e o gerador hidrelétrico será também conectado e acionado.

Enquanto os geradores estiverem conectados e a tensão das baterias permanecer abaixo ou próximo do valor de referência, ocorrerá aumento do estado de carga. Conforme exista consumo, parte da corrente disponibilizada pelo gerador será desviada para as cargas. Se a tensão das baterias ultrapassar o valor de referência, o estado de carga terá atingido o nível desejado e os geradores serão desconectados.

Caso exista demanda, esta será parcialmente suprida pelas baterias, e uma vez que a tensão caia abaixo do valor de referência os geradores voltam a ser conectados. Se não houver disponibilidade fotovoltaica, e houver demanda, a corrente fornecida pelo banco de baterias será detectada pelo sistema e conduzirá ao acionamento do gerador hidrelétrico, conforme

descrito a seguir. O mesmo deve ocorrer se a demanda for maior que a energia disponibilizada pelo gerador fotovoltaico.

O sistema de controle é composto por um sistema central, denominado como *sistema supervisor*, e por dois subsistemas específicos, denominados como *sistema de controle do gerador hidrelétrico* e *sistema de controle de carga das baterias*. A estrutura do sistema de controle aparece ilustrada esquematicamente no diagrama da FIGURA 4. 2.

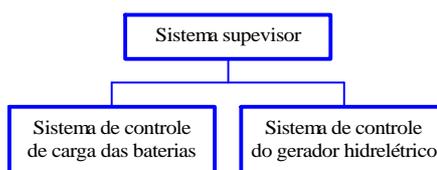


FIGURA 4. 2. Estrutura do sistema de controle.

O sistema de controle de carga das baterias tem como objetivo manter o estado de carga das baterias igual a um determinado valor intermediário. O sistema faz leituras de tensão e de corrente nos terminais do banco de baterias em intervalos de tempo predefinidos e, de acordo com o valor dessas leituras em relação aos valores de referência adotados, aciona as chaves C_h , C_f e C_c da FIGURA 4. 1 para conectar ou desconectar os geradores ou as cargas. A TABELA 4. 1 resume a operação do sistema de controle de carga das baterias.

O sistema de controle do gerador hidrelétrico tem como objetivo definir a corrente fornecida pelo gerador hidrelétrico ao barramento de cc , como resposta às demandas das cargas consumidoras. A definição da corrente a ser fornecida deve obedecer uma tática que considere o estado de carga das baterias, o suprimento fornecido pelo gerador fotovoltaico e a demanda das cargas consumidoras. A TABELA 4. 2 resume a operação do sistema de controle do gerador hidrelétrico.

O sistema supervisor deve receber a demanda do sistema de controle de carga das baterias por mais energia e repassá-la ao sistema de controle do gerador hidrelétrico. É claro que o repasse dessa demanda deve ser acrescido de condicionantes relativas ao gerenciamento do estado de carga do reservatório, dependente do estado de carga das baterias e das condições de complementariedade. Em caso de utilização apenas de banco de baterias, sua atuação fica bastante resumida. A TABELA 4. 3 resume a operação do sistema supervisor.

TABELA 4. 1. Operação do sistema de controle de carga das baterias. *GH*: gerador hidrelétrico, *GF*: gerador fotovoltaico, *CC*: carga consumidora. V_{bat} : tensão nos terminais do banco de baterias, $V_{bat\ i}$: tensão correspondente ao estado de carga intermediário, $V_{bat\ mín}$: tensão correspondente ao estado de carga mínimo, $V_{bat\ máx}$: tensão correspondente ao estado de carga máximo, δV : valor de tensão em torno dos valores de referência adotado para conferir estabilidade ao processo de controle.

Parâmetro	Valor de referência	Comando
V_{bat} e I_{bat}	$V_{bat\ mín}$	Se $(V_{bat} < V_{bat\ mín})$ então desconectar <i>CC</i> . Reconectar quando $[V_{bat} > (V_{bat\ mín} + \delta V)]$.
	$V_{bat\ i}$ e 0	Se $[V_{bat} < (V_{bat\ i} - \delta V)]$ então conectar <i>GF</i> .
		Se <i>GF</i> estiver conectado e $(I_{bat} < 0)$ então conectar <i>GH</i> .
		Se <i>GH</i> estiver conectado e $[V_{bat} > (V_{bat\ i} + \delta V)]$ então desconectar <i>GH</i> .
		Se apenas <i>GF</i> estiver conectado e $[V_{bat} > (V_{bat\ i} + \delta V)]$ então desconectar <i>GF</i> .
$V_{bat\ máx}$	Se $(V_{bat} > V_{bat\ máx})$ então desconectar geradores. Reconectar quando $[V_{bat} < (V_{bat\ máx} - \delta V)]$.	

TABELA 4. 2. Operação do sistema de controle do gerador hidrelétrico. *GH*: gerador hidrelétrico, *S*: sinal de acionamento do gerador hidrelétrico.

Parâmetro	Comando
<i>S</i>	Acionar <i>GH</i> (se este estiver desconectado) e estabelecer um valor de corrente a ser fornecido ao barramento de <i>cc</i> .

TABELA 4. 3. Operação do sistema supervisor.

Acumuladores	Funções
Apenas banco de baterias	Definir o sinal <i>S</i> em função das demandas do sistema de controle de carga das baterias.
Banco de baterias e reservatório de acumulação	Definir o sinal <i>S</i> em função das demandas do sistema de controle de carga das baterias.
	Definir se a disponibilidade hidrelétrica excedente deve ser armazenada no reservatório ou no banco de baterias.

O funcionamento desse sistema de controle e os parâmetros e valores de referência de cada um dos sistemas descritos foram investigados e melhorados com o estudo experimental descrito na próxima seção. Os resultados são apresentados na seção seguinte.

4. 2. Estudo experimental: objetivos, bancadas e instrumentação.

Este estudo experimental teve a finalidade de fornecer subsídios para o desenvolvimento do sistema de controle apresentado na seção anterior, e de simular experimentalmente um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. Nesta seção são descritos os materiais e os métodos empregados, sendo os resultados para desenvolvimento do sistema de controle apresentados na próxima seção, enquanto os resultados da simulação experimental na seção seguinte.

Os ensaios foram realizados em duas bancadas: uma no Laboratório de Energia Solar (LES), da Escola de Engenharia, e a outra no Laboratório de Ensino de Hidráulica (LEH), do Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), ambos nesta Universidade. Essas bancadas permitem estudar o desempenho do sistema constituído pelos geradores, pelos acumuladores de energia e pelas cargas, e permitem testar alternativas de controle e estratégias de operação.

A bancada no LES, representada esquematicamente na FIGURA 4. 3, é constituída de um gerador síncrono (*GS*), equipado com um regulador eletrônico de tensão, e de um gerador fotovoltaico (*GF*), constituído por um conjunto de módulos, operando em paralelo para atender a demanda de um conjunto de cargas em *cc* (*Ccc*).

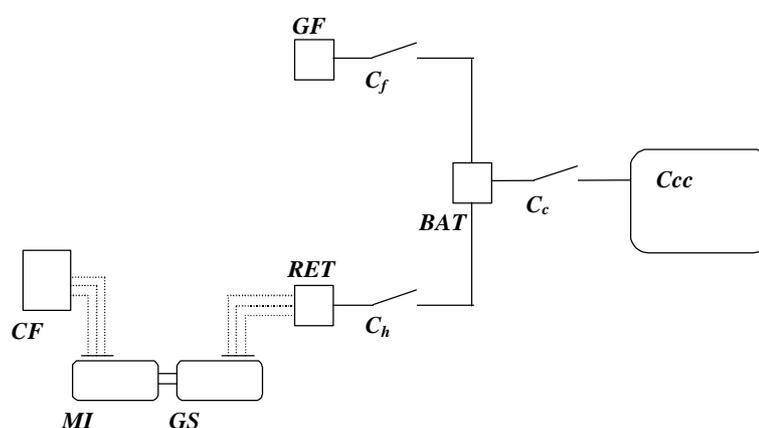


FIGURA 4. 3. Bancada experimental no Laboratório de Energia Solar (LES) da Escola de Engenharia. Convenções: *CF*: conversor de frequência, *MI*: motor de indução trifásico, *GS*: gerador síncrono, *RET*: retificador, *BAT*: banco de baterias, *GF*: gerador fotovoltaico, *Ccc*: cargas consumidoras de *cc*, *Ch*, *Cf* e *Cc*: chaves para acionamento respectivamente dos geradores hidrelétrico e fotovoltaico e das cargas.

O gerador síncrono é acionado por um motor de indução (*MI*), com rotação controlada por um conversor de frequência (*CF*). É intenção, já projetando o prosseguimento deste trabalho, que esse acionamento seja capaz de aproximar o comportamento dinâmico de um sistema hidrelétrico ou de um sistema eólico, e para tanto será necessário inserir entre as duas

máquinas um volante, e acionar o conversor, a partir de um microcomputador, de modo a reproduzir respectivamente uma seqüência de dados de vazão ou de velocidade de vento.

A corrente fornecida pelo gerador síncrono é rebaixada, retificada (*RET*) e inserida no banco de baterias (*BAT*), que recebe também a corrente gerada pelo gerador fotovoltaico. Como não foi utilizado um regulador, a corrente do gerador hidrelétrico mostrou-se bastante alta e sem controle a partir do conversor. Os resultados apresentados na próxima seção fornecem subsídios para o projeto de um controlador eletrônico que monitore a tensão das baterias e permita controle sobre a corrente fornecida pelo gerador hidrelétrico.

Conforme a demanda, as baterias podem fornecer corrente às cargas consumidoras de *cc*, ou podem ter seu estado de carga incrementado. Também podem ser atendidas cargas de *ca* ou colocadas em paralelo ao retificador ou a partir de um inversor em paralelo às cargas de *cc*. Estas devem também poder ser desconectadas por uma chave como a que é mostrada no diagrama da bancada, para evitar que as baterias sejam descarregadas além da profundidade máxima sugerida pela estratégia de operação.

A foto da FIGURA 4.4 (a) mostra o gerador síncrono¹⁹, o motor de indução²⁰ (escondido atrás de um ventilador) e o conversor de freqüência. A inclusão de um volante ao conjunto de partes girantes permitirá, como comentado acima, dentro de certos limites, a avaliação de efeitos dinâmicos e a simulação das disponibilidades de fontes hídrica e eólica.

O gerador síncrono tem capacidade máxima de 10CV, com uma ligação incomum que fornece 127V em triângulo e 220V em estrela. A tensão terminal é ajustada por um regulador²¹ eletrônico (na foto, sobre o gerador), que permite ainda um ajuste dessa tensão. Esse gerador tem uma potência que é bastante maior que a dos outros componentes da bancada.

O regulador de tensão exigiu de um pequeno ajuste para reduzir instabilidades quando em funcionamento em pequenas potências. O gerador tem capacidade para 10CV mas operou em grande parte do tempo fornecendo menos de 0,5CV. Esse ajuste, entretanto, não impediu que essas instabilidades fossem detectadas experimentalmente.

¹⁹ Gerador síncrono trifásico marca *Kohlbach*, tipo BEI (*brushless* eletrônico industrial) com regulagem eletrônica, modelo 132 LB 06/00, n.4043206.300 GE 033, 7,5kVA, FS 1,00, 1800rpm, 127/220V, 34,1/19,7A, $\cos\phi$ 0,80, 60Hz, isol. B, reg S1, IP21, AMB 40°C, alt 1000m. Excitatriz marca *Kohlbach*, modelo 112 06/00 n.41089 804.500 GE, 0,8kVA, FS 1,00, 1800rpm, 60/104V, 7,5/4,3A, $\cos\phi$ 0,80, 120Hz, isol. B, reg S1, IP21, alt. 1000m.

²⁰ Motor de indução com rotor em gaiola de esquilo marca *Eberle*, tipo IP55, modelo B90i\$ n.0500, isol. B, 60Hz, 1720rpm, rendimento 81,5%, cat. H, 220/380V, 8,8/5,1A, FS 1,15, $\cos\phi$ 0,81.

²¹ Regulador eletrônico de tensão marca *Grameyer*, modelo GRT7-TH4, 170/280Vca, 7,0A, IP 10,0A, regulação estática 0,5%, resposta dinâmica ajustável 8 a 500ms, freqüência de operação 50 a 60Hz, ajuste interno de tensão $\pm 15\%$, ajuste externo de tensão $\pm 15\%$, T 0° a 60°C.

A potência do motor de indução, de 3CV, com ligação em triângulo para 220V, limita em parte a potência final do conjunto motor-gerador. A corrente de saída final do conjunto fica em torno de 18A, com cerca de 6A por fase, podendo fornecer mais como consequência de diferentes condições de funcionamento do conversor.

A foto da FIGURA 4.4 (b) mostra o conversor de frequência (acima, à direita) e o motor de indução (abaixo, à esquerda), que constituem o acionamento do gerador síncrono. Foram necessários ventiladores para arrefecimento (nessa foto, à direita) do motor nas menores frequências. Na bancada do LEH, o gerador é acionado por uma máquina hidráulica.

O conversor de frequência, do tipo CFW07, de fabricação da Weg, tem capacidade para 3CV, e permite acionar o motor de indução desde 3Hz até 66Hz, sem modificações na programação original. Esse conversor aceita limitações (inseridas em sua programação) em frequência e em corrente de saída, para limitar o acionamento do motor.



FIGURA 4.4. Vista (a) do gerador síncrono e do motor de indução, e (b) do conversor de frequência e do motor de indução, na bancada do LES.

O acionamento do gerador síncrono na bancada do LES apresenta as características ilustradas na FIGURA 4.6. A determinação dessas curvas foi efetuada com o arranjo esquematizado na FIGURA 4.5. O experimento foi conduzido da seguinte maneira: para determinada frequência de acionamento, ajustada no conversor CFW07, foram sendo gradualmente conectadas cargas resistivas aos terminais do gerador síncrono.

Para cada nova situação, foram registrados os valores correspondentes de tensão entre fase e neutro, corrente de armadura e frequência, além da tensão e da corrente de entrada no conversor, indicadas pelo próprio conversor. As medições, por simplicidade, foram efetuadas em apenas uma das fases, com sistemas para aquisição de dados da *Hewlett Packard* (HP34970A), que aparecem na parte mais alta da FIGURA 4.4 (a).

Observa-se que, para frequências maiores que 52,5Hz, a tensão mantém-se constante e aproximadamente igual a 127V. Essa tensão pode ser modificada por ajustes no regulador eletrônico de tensão. Para as menores frequências, observam-se quedas na tensão como consequência de aumento no consumo. Durante os ensaios, o acionamento foi efetuado com frequências entre 40Hz e 45Hz, para que a corrente total fornecida ao barramento de *cc* fosse mantida abaixo de 8A.

Como a inserção da corrente do gerador hidrelétrico no barramento de *cc* foi efetuada sem qualquer tipo de controle, sendo simplesmente rebaixada e retificada, foram registradas correntes bastante altas. Desse modo, durante a operação da bancada, o acionamento foi efetuado nas menores frequências, para que o gerador hidrelétrico não inserisse correntes tão altas no barramento de *cc*.

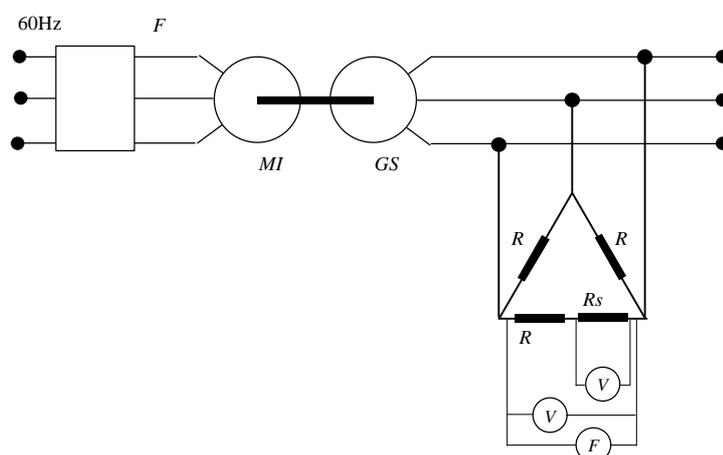


FIGURA 4. 5. Diagrama esquemático do arranjo da bancada experimental no LES para determinação das características de acionamento do gerador síncrono.

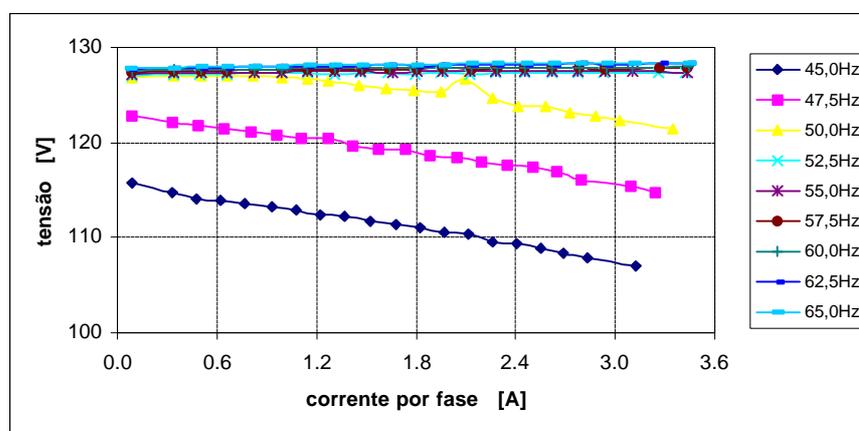


FIGURA 4. 6. Curvas de tensão terminal em função de corrente da armadura por fase, no gerador síncrono da bancada do LES, para diferentes frequências no acionamento do motor de indução.

As fotos da FIGURA 4. 7 mostram o prédio, na área do LES, onde está instalada a bancada, e, em seu telhado, os 10 módulos que constituem o gerador fotovoltaico. A capacidade individual é de 50Wp, e a capacidade máxima é estimada em cerca de 500Wp, correspondendo a quase 15A em 24V.



FIGURA 4. 7. (a) Vista do prédio onde estão instalados os módulos fotovoltaicos, e (b) vista em detalhe dos painéis fotovoltaicos, na bancada do LES.

A foto da FIGURA 4. 8 (a) mostra o retificador e os transformadores, utilizados para permitir o suprimento da corrente do gerador hidrelétrico ao banco de baterias. O retificador foi confeccionado a partir de uma ponte retificadora do tipo SKD25, e está colocada sobre uma peça para arrefecimento de temperatura. Cada transformador tem capacidade para 6A, e a ponte retificadora para 25A, em 24V.

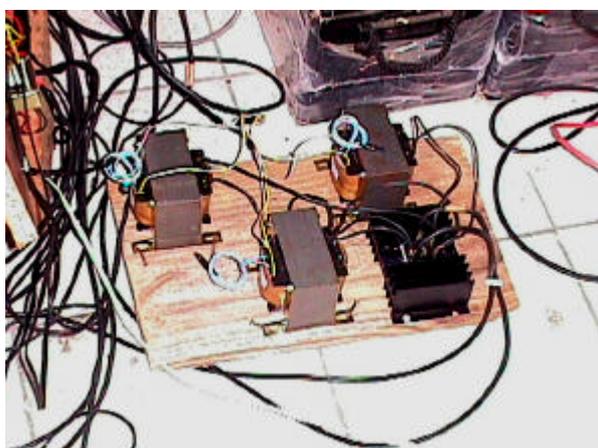
A foto da FIGURA 4. 8 (b) mostra em detalhe o circuito para chaveamento dos componentes do sistema, montado na mesma base com os resistores *shunt* para medição, como aparece na FIGURA 4. 9 (a). Os três *leds* à direita na foto indicam os estados das chaves: o primeiro indica a conexão do gerador fotovoltaico, o segundo a conexão do gerador hidrelétrico e o último das cargas.

As fotos da FIGURA 4. 8 (c) e da FIGURA 4. 8 (d) mostram respectivamente o banco de baterias²² e o banco de cargas de *cc*. Na foto, aparecem quatro baterias, duas sobre outras duas. O banco foi composto pelas duas baterias de cima, conectadas em série, cada uma com capacidade de 150Ah em 12V, resultando em uma capacidade de 150Ah em 24V.

O banco de cargas foi inicialmente concebido com 24 soquetes, usado como um banco trifásico para *ca*, para os testes da FIGURA 4. 6. Esse banco foi utilizado com capacidade de

²² Baterias automotivas marca *Delco Freedom*, modelo 150J950D, n.085248 e 074030, 12V, 150Ah.

420W em *cc*, correspondendo a uma corrente máxima de 17,5A em 24V, com 8 lâmpadas de 40W e 4 de 25W. Na bancada do LEH foi utilizado um banco de cargas em *ca*, confeccionado a semelhança deste primeiro.



(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURA 4. 8. Vista (a) do retificador e dos transformadores, (b) em detalhe do circuito para chaveamento dos componentes do sistema, (c) do banco de baterias e (d) do banco de cargas em *cc*, na bancada do LES.

A FIGURA 4. 9 (a) mostra a disposição dos resistores *shunt* utilizados para as medições de corrente e tensão do banco de baterias, e correntes das cargas e dos geradores, mais (na extrema esquerda) o controle sobre as chaves de conexão. Na foto, da direita para a esquerda, os resistores para medição de corrente dos módulos fotovoltaicos (300mV, 20A), de corrente do carregador (300mV, 20A), de corrente das cargas (300mV, 20A) e de corrente das baterias (300mV, 20A).

A FIGURA 4. 9 (b) mostra o sistema de aquisição de dados e o computador utilizado para as medições. À direita, mais acima, vê-se o sistema de aquisição de dados, colocado sobre a CPU do computador. Ao lado do vídeo e do teclado, vê-se a unidade de controle do “no

break” utilizado na simulação experimental de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. Na extrema direita, podem ser vistas as baterias utilizadas.

O equipamento para aquisição de dados é da marca *Hewlett Packard*, HP 34970A. O computador é do tipo *IBM PC*, com processador 486, 4Mb de memória *RAM* e 50Mb de disco rígido. O gerenciamento do sistema de aquisição de dados foi executado com um programa escrito com *software Quick Basic*, reproduzindo a estratégia de operação formulada na seção 2.6 e o controle idealizado na seção anterior.



FIGURA 4.9. Vista (a) dos resistores *shunt* utilizados para medição e do controle sobre as chaves de conexão de cargas e geradores, e (b) do computador e do sistema de aquisição de dados utilizados para as medições, na bancada do LES.

Os experimentos na bancada do LES foram realizados a partir do diagrama esquemático mostrado na FIGURA 4.10. Os geradores, as cargas e as baterias foram conectadas em paralelo e foram efetuadas medições de corrente do gerador fotovoltaico e do gerador hidrelétrico, de corrente das cargas e de tensão e corrente das baterias.

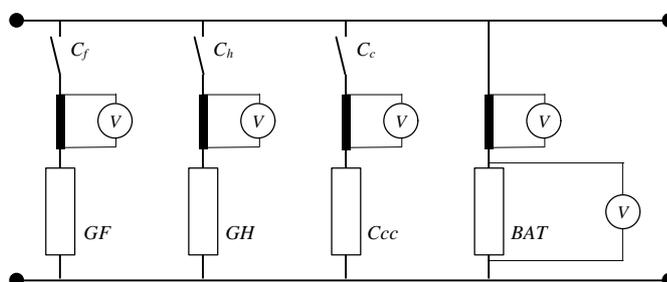


FIGURA 4.10. Diagrama esquemático do arranjo da bancada experimental no LES para determinação das características de acionamento do gerador síncrono. *GF*: gerador fotovoltaico, *GH*: gerador hidrelétrico, *BAT*: baterias, *Ccc*: carga em *cc*, C_f , C_h e C_c : chaves para conexão dos geradores e da carga, *V*: voltímetro.

Os experimentos foram conduzidos da seguinte maneira: o programa de aquisição de dados era executado e conforme o estado de carga das baterias, avaliado de acordo com a tensão em seus terminais, as chaves eram acionadas de acordo com as instruções da estratégia de operação, descrita na seção 2.6 e concretizada segundo a seção 4.1. Desse modo, foram obtidos os resultados apresentados nas próximas duas seções.

A bancada no LEH permite, em uma primeira etapa, o estudo dos efeitos do banco de baterias como atenuador de transientes eletromecânicos sobre o sistema turbina gerador, e o desenvolvimento do controle sobre o gerador hidrelétrico, conforme também discutido na seção 3.3. Essa bancada, representada esquematicamente na FIGURA 4.11, é constituída de um sistema hidráulico e de um sistema elétrico, acoplados por um sistema mecânico (que inclui as partes girantes da turbina e do gerador). O sistema hidráulico opera em circuito fechado, com dois reservatórios, um superior (*RS*) e um inferior (*RI*), uma bomba de recalque (*BR*) e a máquina primária (*MP*). A vazão sobre a máquina primária é controlada por uma válvula de admissão motorizada (*VB*). A tubulação de saída da máquina primária está conectada a um reservatório intermediário, interno ao LEH, que pode ser visto na FIGURA 4.12 (*d*) e na FIGURA 4.14 (*a*), que define o desnível que atua sobre essa máquina.

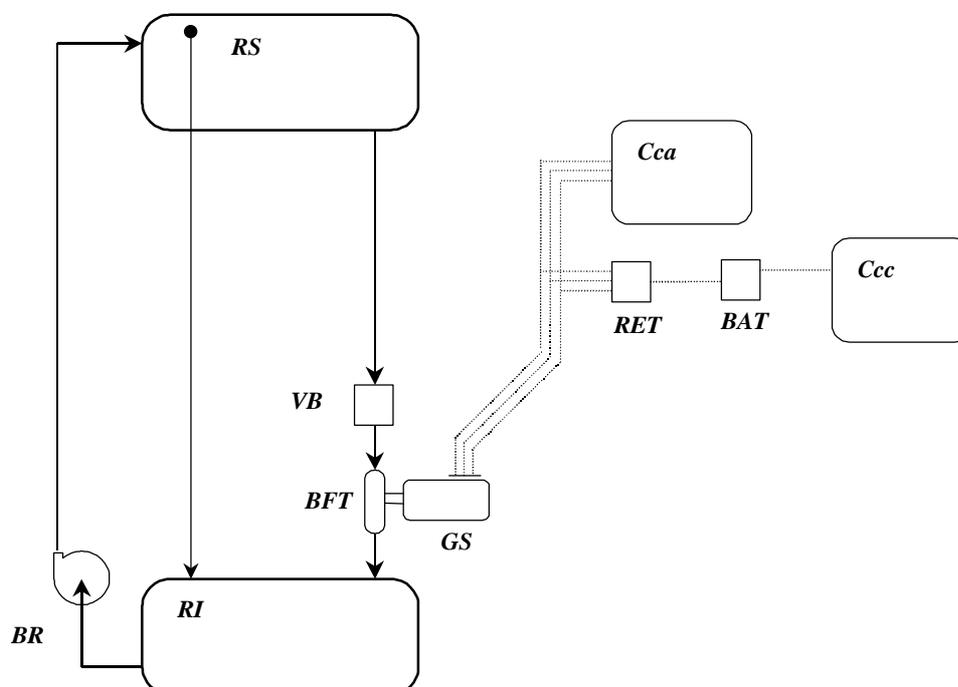


FIGURA 4.11. Bancada experimental no Laboratório de Ensino de Hidráulica (LEH) do Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH). *RS*: reservatório superior, *RI*: reservatório inferior, *BR*: bomba para recalque, para recirculação do sistema, *BFT*: máquina primária (bomba centrífuga utilizada em modo reverso), *VB*: válvula de admissão de tipo borboleta, *GS*: máquina secundária (gerador síncrono), *RET*: retificador, *BAT*: banco de baterias, *Ccc*, *Cca*: banco de cargas em *cc* e em *ca*.

A máquina primária e a máquina secundária (*MS*) constituem o gerador hidrelétrico. A bomba de recalque fecha o circuito, fazendo ligação do reservatório inferior com o reservatório superior. A máquina primária é uma bomba centrífuga, operada em modo reverso, e a válvula de admissão é de tipo borboleta, acionada por um dispositivo hidropneumático. Essa válvula é necessária na medida em que a bomba não conta com pás internas para controle de vazão, como as turbinas tradicionais. Essa válvula, ainda, pode ser acionada visando simular a disponibilidade hídrica de um determinado local, podendo ser utilizada exclusivamente para essa finalidade no caso da bancada contar com uma turbina tradicional.

O sistema elétrico une a máquina secundária (*MS*) do gerador hidrelétrico e as cargas consumidoras. A máquina secundária é um gerador síncrono, equipada com regulador eletrônico de tensão. A corrente gerada é retificada por um conversor (*RET*) e injetada no banco de baterias (*BAT*). As cargas podem ser alimentadas diretamente em *ca* (*Cca*), ou em *cc* (*Ccc*), a partir do banco de baterias.

A tubulação que forma o circuito hidráulico de interesse, com a bomba operada como turbina e a válvula borboleta motorizada, tem um diâmetro de 200mm, enquanto a tubulação que fecha o circuito, com a bomba de recalque, tem diâmetro de 300mm, e a tubulação de retorno do reservatório tem 350mm. A distribuição da água a partir do reservatório superior para as outras demandas do laboratório (ainda não operacionais) é efetuada com um barrilete com 500mm de diâmetro.

A foto da FIGURA 4. 12 (a) mostra a bomba²³, operada como turbina, e a da FIGURA 4. 12 (b) o gerador²⁴. A bomba é fabricada pela *Ingersoll Rand Co.* no Brasil, com projeto da antiga *Worthington*. É um modelo D814 com dimensões 6x4x6, o que significa que tem entrada com diâmetro de 6", saída com diâmetro de 4" e rotor com diâmetro comercial de 6", mas diâmetro real de 6,5". O gerador é do mesmo modelo do que foi instalado na bancada do LES.

As fotos da FIGURA 4. 12 (c) e da FIGURA 4. 12 (d) mostram a válvula de admissão motorizada, do tipo borboleta, utilizada para controle de vazão sobre a bomba operada como turbina. Um sistema para controle dessa bomba pode se valer de um medidor de vazão, como o que já se encontra instalado na bancada, que aparece (pintado de azul) nas fotos da FIGURA 4. 13 (b), FIGURA 4. 13 (c) e FIGURA 4. 14 (b).

²³ Bomba centrífuga marca Worthington, modelo D814, 6"x4"x6", rotor com 6,50" de diâmetro, n. série 08548.02.01, datada de junho de 1998.

²⁴ Gerador síncrono idêntico ao da nota 19, n.40433267.300 GE 100. Excitatriz idêntica à da nota 19, modelo 112 11/00 n.41089 804.600 GE.

A primeira foto mostra o corpo da válvula, encaixado entre duas peças da tubulação, onde se pode perceber seu eixo. Na segunda foto aparecem o diafragma, utilizado para acionamento do eixo da válvula, e o transdutor, que interpreta o sinal de entrada e aciona o diafragma. O funcionamento desse diafragma exige o suprimento permanente de ar, efetuado por um pequeno compressor com reservatório.

O transdutor está habilitado a receber um sinal universal entre 4 e 20 mA, que deve definir o ângulo de abertura da válvula. O controle da válvula, efetuado segundo a estratégia de operação de um sistema híbrido ou de uma μCH , deve operar de modo que a um sinal $S_{\text{mín}}$ corresponda um ângulo de abertura da válvula igual a 90° (i.e., válvula fechada), e a um sinal $S_{\text{máx}}$ corresponda um ângulo de 0° (i.e., a válvula aberta).



(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURA 4. 12. Vista (a) da bomba, operada como turbina, (b) do gerador, e em (c) e (d) da válvula de admissão motorizada, na bancada do LEH.

A foto da FIGURA 4. 13 (a) mostra o reservatório inferior do circuito de alimentação, e à direita, abaixo do transformador, a entrada da casa de bombas. O reservatório tem capacidade

para 800m^3 . A casa de bombas encontra-se em reformas²⁵, com uma capacidade máxima de circulação estimada em quase $1\text{m}^3/\text{s}$.

As fotos da FIGURA 4. 13 (b) e FIGURA 4. 13 (c) mostram o reservatório superior, que opera com nível constante. Esse reservatório foi construído na mesma época do LEH, mas instalado apenas recentemente, para ampliar o desempenho do laboratório²⁵ e também para viabilizar os testes descritos neste texto.



(a)



(b)



(c)

FIGURA 4. 13. (a) Vista do reservatório inferior do circuito de alimentação na bancada do LEH. Vistas do reservatório superior, com detalhes em (a) do barrilete e em (b) das tubulações de alimentação e de retorno do reservatório superior, na bancada do LEH.

Nessas fotos, assim como na FIGURA 4. 14 (b), pode-se observar o barrilete, do qual deriva a tubulação para a bancada utilizada neste trabalho, e que alimentará as estações experi-

²⁵ O projeto “Modernização e Ampliação do Laboratório de Ensino de Hidráulica”, em execução desde 1997, inclui o “laboratório de ensino” (o primeiro andar do pavilhão, onde se encontra a bancada propriamente dita, com a bomba, o gerador e a válvula borboleta), a casa de bombas, o reservatório externo e o “pavilhão industrial” (o segundo andar, onde se encontra o reservatório superior). Com o tempo, pretende-se também reativar um reservatório externo elevado, também com nível constante, que fornecerá cerca de 20mca sobre o laboratório.

mentais do primeiro andar do pavilhão. Essa peça consiste de seis tubos de 500mm de diâmetro e 1,20m de comprimento cada, totalizando 7,20m de comprimento total, com oito saída laterais de 200mm de diâmetro, solidária à base do reservatório.

Na terceira foto aparecem, além do barrilete e da derivação para a bancada, a tubulação de alimentação (à esquerda), com diâmetro de 300mm, que vem da casa de bombas e atravessa a laje sobre a qual está baseado o reservatório, e a tubulação de retorno, com diâmetro de 350mm, com dois ângulos retos, que conduz ao reservatório externo.

A foto da FIGURA 4. 14 (a) mostra o trecho inferior da bancada, no primeiro andar do pavilhão, com a bomba, o gerador, a válvula borboleta e a tubulação de restituição. Sobre a bomba há um cone de redução de 200 para 100mm. Na FIGURA 4. 14 (b) aparece o trecho superior, com um registro gaveta e um medidor de vazão.

A foto da FIGURA 4. 14 (a) mostra o reservatório inferior do circuito da bancada, ao qual a bomba operada como turbina conecta-se diretamente. A tubulação de restituição, com diâmetro de 150mm, atravessa a parede do reservatório, e termina em um cone tronco cônico que forma um ângulo de 90° com o eixo da bomba.

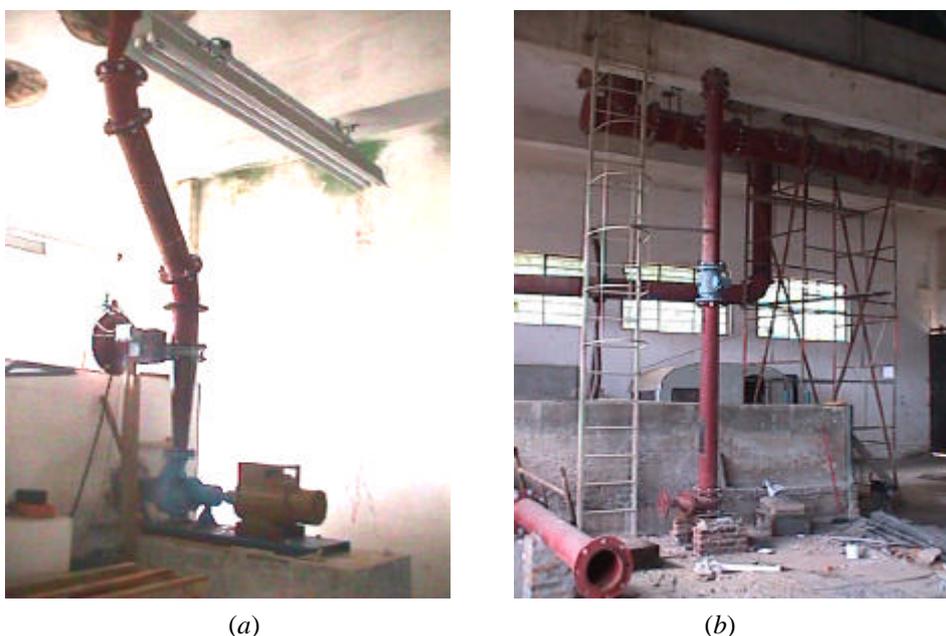


FIGURA 4. 14. Vista dos trechos (a) inferior (no primeiro andar) e (b) superior (no segundo andar) da bancada do LEH.

A posição da válvula em relação à bomba dificulta previsões sobre o funcionamento da bomba como turbina a partir de curvas características fornecidas pelo fabricante. A proximidade da válvula modifica o perfil de velocidades na entrada da bomba, e a providência indicada seria o afastamento da válvula mais para montante possível. Entretanto, como os en-

saios realizados neste trabalho não se utilizaram dessa válvula, ela foi mantida nessa posição.

O desnível entre os reservatórios inferior e superior no circuito da bancada é estimado em cerca de 10m, e a vazão máxima atual estimada em 150l/s, o que permite avaliar a potência hidráulica ao gerador hidrelétrico disponível em 9kW. Conforme este reservatório que está sendo implantado se torne completamente operacional, a vazão deve ser maior.

O retificador e o banco de baterias na bancada do LEH são os mesmos utilizados nos ensaios na bancada do LES. Os bancos de cargas são constituídos por um conjunto de cargas resistivas, em número adequado para simular os consumidores a serem atendidas pelo sistema hidrelétrico fotovoltaico em estudo. Na bancada do LEH serão utilizadas cargas em *ca*.

Os experimentos na bancada do LEH foram realizados a partir do diagrama esquemático mostrado na FIGURA 4. 15. Alguns componentes da bancada do LES foram utilizados para a conexão da bateria ao circuito na saída do gerador. A chave C_c permite a conexão das cargas, para a realização do experimento.

Os experimentos foram conduzidos da seguinte maneira: a chave C_c foi acionada, desconectando as cargas. Foram efetuadas medições da tensão nos terminais do gerador síncrono, entre fase e neutro. Esse procedimento foi repetido duas vezes, na primeira sem baterias, e na segunda com o banco de baterias com 150Ah de capacidade.

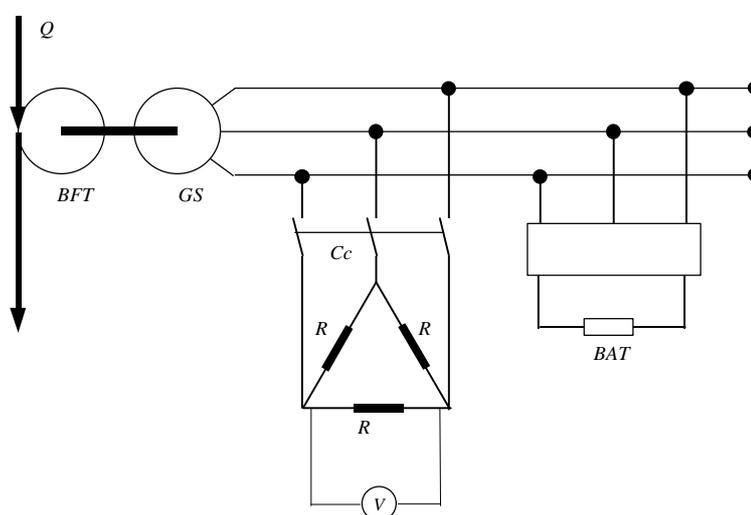


FIGURA 4. 15. Diagrama esquemático do arranjo da bancada experimental no LEH para determinação das características de acionamento do gerador síncrono. *BFT*: bomba funcionando como turbina, *GS*: gerador síncrono, *R*: carga em *ca*, *BAT*: baterias, C_c : chave para conexão das cargas em *ca*, Q : vazão sobre a máquina hidráulica, *V*: voltímetro.

As medições de tensão foram efetuadas conectando em paralelo aos terminais do gerador síncrono, entre fase e neutro de uma das fases, um transformador, para rebaixar a tensão para 12V, e um divisor de tensão, para reduzir o sinal ao ponto dele poder ser inserido na pla-

ca de som de um computador tipo *laptop*. A aquisição foi efetuada por meio de um *software* de processamento de áudio (*Cool Edit 96*²⁶), a uma taxa de 22050 bps. As medidas foram acompanhadas por aquisições de dados para calibração de frequência e amplitude utilizando tensões alternadas conhecidas. Os dados armazenados em cada medida foram exportados no formato “ASCII” para permitir utilização direta por outros *softwares*. A FIGURA 4. 17 mostra o *laptop*, à esquerda, e o circuito de adequação do sinal de tensão. O *laptop*, da marca Acer, tem um processador *Pentium* de 100MHz, memória RAM de 24MB e disco rígido com 2GB.



FIGURA 4. 16. Dispositivos utilizados para medição de tensão na bancada do LEH. O *laptop* tem um processador *Pentium* de 100MHz, 24MB de memória RAM, 2GB de disco rígido. O adaptador do sinal de tensão consiste de um transformador para rebaixar a tensão de 127V para 12V, e um divisor de tensão, para reduzir o sinal a aproximadamente 400mV.

As bancadas mostram-se bastante importantes também na continuidade do trabalho. Entre outros estudos, a bancada do LES permitirá estudos futuros sobre os comportamentos estáticos e dinâmicos de sistemas híbridos hidrelétrico fotovoltaicos e de sistemas eólico fotovoltaicos. Por sua vez, a bancada no LEH permitirá estudos ligados ao comportamento de geradores hidrelétricos baseados em equipamentos de mercado, com a utilização de motores de indução como geradores auto excitados.

As bancadas podem ser modificadas para viabilizar estudos relacionados ao comportamento de motores de indução utilizados como geradores, ou mesmo de geradores de indução propriamente ditos, tanto em funcionamento independente quanto em funcionamento interligado. Para tanto, os bancos de cargas podem também incluir cargas capacitivas e indutivas, para fornecimento de potência reativa, para excitação das máquinas de indução e para simulação de cargas com vários fatores de potência.

²⁶ Eventuais problemas por inconsistência de *offset*, efeitos comuns em placas digitalizadoras de sinais de áudio, foram eliminados com pós processamento, possibilitado pelo próprio *software* de gravação (menu *Center Wave*).

Os capacitores empregados devem permitir a ação do sistema supervisor do gerador hidrelétrico, que nesse caso deverá coordenar sua conexão em paralelo aos terminais dos geradores. O projeto de um sistema de chaveamento pode considerar os resultados de Al Jabri et alii, 1990a e 1990b, Chan, 1993, e Malik et alii, 1987 e 1990. Os capacitores também podem ser conectados em série aos terminais dos geradores, de acordo com Bim et alii, 1989, Shridhar et alii, 1993 e 1995, e Wagner, 1941.

O trabalho de Singh et alii, 1990, aborda esses dois assuntos, sugerindo e exemplificando o chaveamento de capacitores para controle de tensão. Os trabalhos de Al Bahrani et alii, 1993, Rajakaruna et alii, 1993, Tripathy et alii, 1993a, 1993b e 1993c, e Watson et alii, 1985a e 1985b, sugerem estratégias diferentes para controle, considerando inclusive a aplicação a sistemas eólicos puros e eólicos híbridos. O trabalho de Beluco et alii, 1996, sugere a aplicação de princípios de controle aplicados a “sistemas extremais”, discutidos por Brito et alii, 1996 e Motchalov et alii, 1996 e 1997.

4. 3. Subsídios para desenvolvimento do sistema de controle.

Este estudo envolveu a realização de três conjuntos de ensaios. Inicialmente, uma investigação sobre o funcionamento do sistema de controle de carga das baterias. Em seguida, uma investigação sobre o funcionamento do sistema de controle do gerador hidrelétrico. Esses ensaios foram realizados na bancada do LES. Por fim, uma investigação sobre os efeitos de um banco de baterias sobre a dinâmica de um sistema turbina gerador, na bancada do LEH.

Sobre o funcionamento do sistema de controle de carga das baterias, reproduziu-se experimentalmente as diretrizes estabelecidas na TABELA 4. 1 visando determinar a magnitude adequada para as diferenças dV_i e dV_s . Os valores mínimo e máximo de tensão devem ser determinados em função dos limites de carga e descarga das baterias utilizadas, enquanto o valor sugerido para carga intermediária deve ser determinado em função do último ensaio apresentado nesta seção.

Os limites de carga e descarga das baterias utilizadas foram indicados na seção anterior, na transcrição dos dados dos componentes das bancadas. A saber, o banco de baterias pode ser descarregado de modo profundo até 21,6V ($V_{bat\ min}$), e pode ser carregado até o limite superior de 29,6V ($V_{bat\ máx}$). Nesta seção, foram considerados como limites de carga e de descarga respectivamente os valores de 24V e de 28V.

Os resultados apresentados nesta seção permitem conhecer o comportamento e o desempenho do sistema em estudo e sugerem tendências gerais para o projeto de um sistema de controle. Entretanto, devem ser considerados como tendo caráter específico do sistema em estudo, podendo ser vistos em conjunto como um roteiro para investigação, e os projetos de novos sistemas devem também ser investigados.

A magnitude adequada para as diferenças dV_i e dV_s deve ser determinada tanto em função da tensão mínima, $V_{bat\ min}$, quanto em função da tensão máxima, $V_{bat\ máx}$. Nesse sentido, investiga-se inicialmente um valor adequado em função da tensão mínima e em seguida um valor adequado em função da tensão máxima, para então se chegar a sugestão de valores definitivos.

O primeiro experimento envolveu apenas as baterias e as cargas e os resultados são mostrados na FIGURA 4. 17. As baterias, com capacidade para 150Ah, foram carregadas até um estado correspondente a tensão de 24,6V e depois deixadas em repouso até atingirem 24,32V, quando foram conectadas as cargas consumidoras. São mostrados os efeitos da descarga proporcionada pela conexão de duas lâmpadas de 40W, totalizando 80W. A desconexão das cargas se dá quando a tensão cai abaixo de 24V e a partir daí a recuperação das baterias é “natural”. As medições foram efetuadas a cada 10s, por um período de 200s. A taxa de descarga no primeiro trecho das curvas é obtida apenas com a conexão de cargas e a taxa de recuperação de tensão no segundo trecho corresponde ao comportamento “natural” das baterias. A taxa de descarga observada no primeiro trecho será tanto maior quanto maior for a carga conectada.

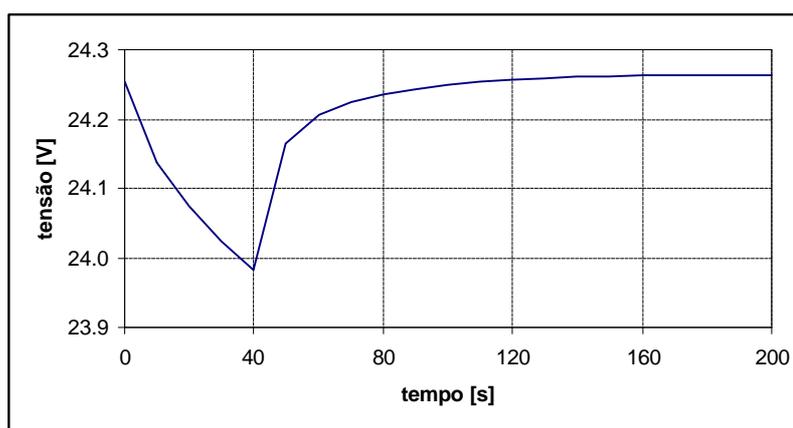


FIGURA 4. 17. Descarga do banco de baterias de 150Ah por uma carga de 80W, com a desconexão do consumo quando a tensão cai abaixo de 24V. Durante o primeiro trecho da curva a corrente de descarga das baterias foi de 3,8A.

O segundo experimento envolveu as baterias e o gerador fotovoltaico e os resultados são mostrados na FIGURA 4. 18. As baterias, foram carregadas até 27,5V e depois deixadas em

repouso até atingirem 26,5V, quando foram conectados os módulos fotovoltaicos. Basicamente, são mostrados os efeitos da recarga proporcionada pela conexão do gerador fotovoltaico. A desconexão dos módulos se dá quando a tensão ultrapassa 28V, e a recuperação se dá de modo natural. As medições foram efetuadas a cada 10s, por um período de 200s. A taxa de recarga no primeiro trecho das curvas corresponde a corrente fornecida pelo gerador, e a taxa de recuperação de tensão no segundo trecho corresponde ao comportamento natural das baterias. A taxa de recarga observada no primeiro trecho será tanto maior quanto maior for a corrente fornecida.

Combinações de geração e consumo produzirão taxas de recarga ou de descarga que dependerão do efeito resultante, isto é, do sentido da corrente resultante em relação às baterias, e serão semelhantes aos resultados obtidos nas figuras acima, com diferenças apenas nas taxas de carga e de descarga.

Observa-se, na FIGURA 4. 17, que a tensão se recupera e estabiliza em torno do valor de 24,26V. Como não há nesse caso qualquer acréscimo de energia às baterias, é interessante que a diferença dV_i seja maior que 0,3V, para evitar que a chave C_c seja acionada em cada rodada de medições e para que seja acionada apenas quando houver acréscimo de energia.

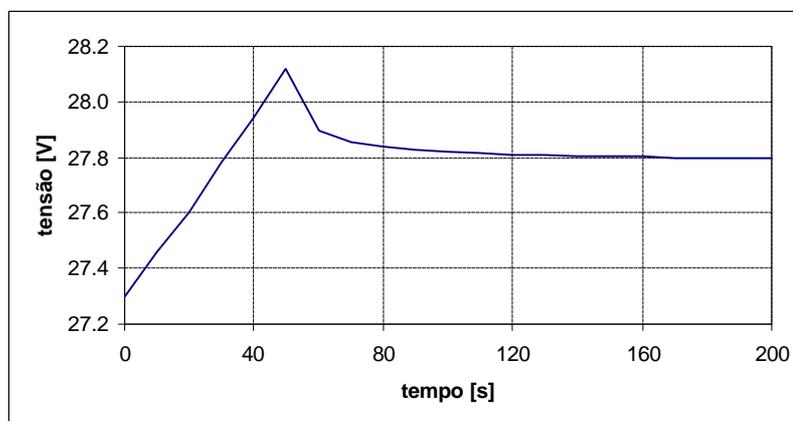


FIGURA 4. 18. Recarga de um banco de baterias de 150Ah pelo gerador fotovoltaico, com a desconexão desse gerador quando a tensão ultrapassa 28V. Durante o segundo trecho da curva a corrente de carga das baterias foi de 10,6A.

As baterias podem ser descarregadas mesmo que um ou ambos os geradores estejam conectados, bastando para isso que as correntes fornecidas sejam na soma menores que a corrente solicitada pelas cargas. A taxa de descarga corresponderá não mais à corrente solicitada pelas cargas mas à diferença desta e das correntes fornecidas pelos geradores. Entretanto, conforme a tensão caia abaixo do valor mínimo, 24V, apenas as cargas devem ser desconectadas, permitindo que a recuperação das baterias envolva acréscimo de energia.

Observa-se, na FIGURA 4. 18, que a tensão se recupera e estabiliza, em torno do valor de 27,8V. Como não há nesse caso qualquer consumo de energia às baterias, é interessante que a diferença dV_s seja maior que 0,3V, para evitar que a chave C_f seja acionada em cada rodada de medições e para que seja acionada apenas quando houver consumo de energia.

As baterias podem ser recarregadas mesmo que as cargas estejam conectadas, bastando para isso que as correntes fornecidas sejam na soma maiores que a corrente solicitada pelas cargas. A taxa de recarga corresponderá não mais à corrente fornecida pelos módulos mas à diferença desta e das correntes consumidas pelas cargas. Entretanto, conforme a tensão ultrapasse o valor máximo (28V nestes ensaios) apenas os geradores devem ser desconectados.

O terceiro experimento envolveu as baterias e o gerador fotovoltaico, e os resultados são mostrados na FIGURA 4. 19 e na FIGURA 4. 20. Na primeira, as baterias foram carregadas até 24,6V, e depois deixadas em repouso até atingirem 24,32V, quando foram conectados as cargas e os módulos fotovoltaicos. Na segunda, as baterias foram carregadas até 27,5V, e deixadas em repouso até 26,5V, quando foram conectados as cargas e os módulos.

Na FIGURA 4. 19 são mostrados os efeitos sobre os resultados da FIGURA 4. 17 do gerador fotovoltaico sempre conectado. E na FIGURA 4. 20 são mostrados os efeitos sobre os resultados da FIGURA 4. 18 de uma carga de 80W sempre conectada. De um modo geral, modificam-se as taxas de carga e descarga das baterias, e modifica-se a forma como a bateria se comporta após a desconexão da carga, no primeiro caso, e após a desconexão do gerador, no segundo caso. Como antes, as medições foram efetuadas a cada 10s, por um período de 200s.

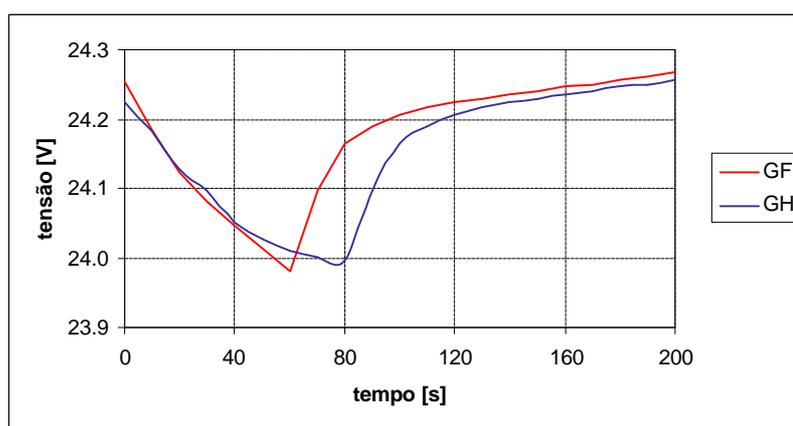


FIGURA 4. 19. Descarga de um banco de baterias de 150Ah por uma carga de 80W, com a desconexão do consumo quando a tensão cair abaixo de 24V. Na curva em vermelho, o gerador fotovoltaico permanece sempre conectado, e, na curva em azul, o gerador hidrelétrico permanece sempre conectado. Durante o primeiro trecho da curva, as correntes de descarga das baterias foram respectivamente de 1,8A e de 0,2A, enquanto no segundo trecho as correntes de carga das baterias foram respectivamente de 2,0A e de 3,6A.

O mesmo experimento foi repetido, agora com o gerador hidrelétrico. Os resultados

são mostrados na FIGURA 4. 20. As baterias foram carregadas aproximadamente até 27,5V, e depois deixadas em repouso até atingirem 26,5V, quando foram conectados as cargas e os módulos fotovoltaicos.

Observa-se a importante diferença nas taxas de carga, pela atuação do gerador hidrelétrico. Como não há qualquer tipo de limitador de corrente, como a tensão na saída do retificador resultou relativamente alta, e como a potência do gerador é bastante maior que a dos outros componentes do sistema, as baterias acabam absorvendo altas correntes desse gerador.

O emprego de um controlador de carga pode reverter essa situação, permitindo que se tenha controle sobre a corrente fornecida pelo gerador hidrelétrico, no caso da bancada do LES a partir do conversor de frequência, e no caso da bancada no LEH ou em uma μ CH a partir do sistema de controle do gerador hidrelétrico.

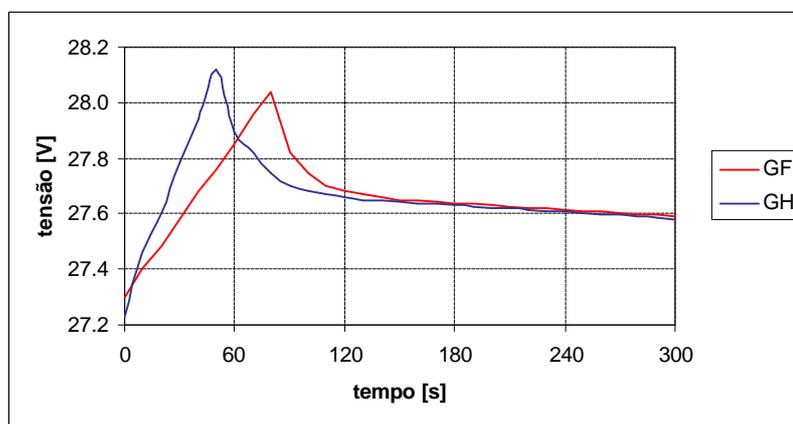


FIGURA 4. 20. Recarga de um banco de baterias de 150Ah pelo gerador fotovoltaico, com a desconexão desse gerador quando a tensão ultrapassar 28V. Uma carga de 80W permanece sempre conectada. Durante o primeiro trecho das curvas, as correntes de carga das baterias foram respectivamente de 2,2A e de 3,4A, enquanto no segundo trecho as correntes de descarga das baterias foram de 3,8A.

Observa-se, nessas últimas figuras, que a recuperação das baterias com a companhia de um gerador ou de algum consumo afasta a tensão dos valores limite. Na FIGURA 4. 19 a tensão se afasta mais dos 24V estipulados do que na FIGURA 4. 17. Da mesma forma, na FIGURA 4. 20 a tensão se afasta mais dos 28V estipulados do que na FIGURA 4. 18. Conseqüentemente, o valor de 1V tanto para dV_i quanto para dV_s parece o mais adequado.

A situação da FIGURA 4. 19 foi reproduzida com valores de 0,5V, 1V e 1,5V para dV_i , e os resultados são apresentados na FIGURA 4. 21. Observa-se que o primeiro leva a um grande número de acionamentos da chave C_c , enquanto no terceiro há um intervalo mais longo entre cada acionamento, fazendo com que o valor de 1V seja se mostre adequado.

A situação da FIGURA 4. 20 foi também reproduzida com valores de 0,5V, 1V e 1,5V para dV_s , e os resultados são apresentados na FIGURA 4. 22. Observa-se que o primeiro proporciona uma grande número de acionamentos da chave C_h , enquanto no terceiro há um intervalo mais longo entre cada acionamento, fazendo com que o valor de 1V se mostre adequado. Este valor prevalece também para o caso do gerador fotovoltaico, já que sua atuação é mais suave que a do gerador hidrelétrico.

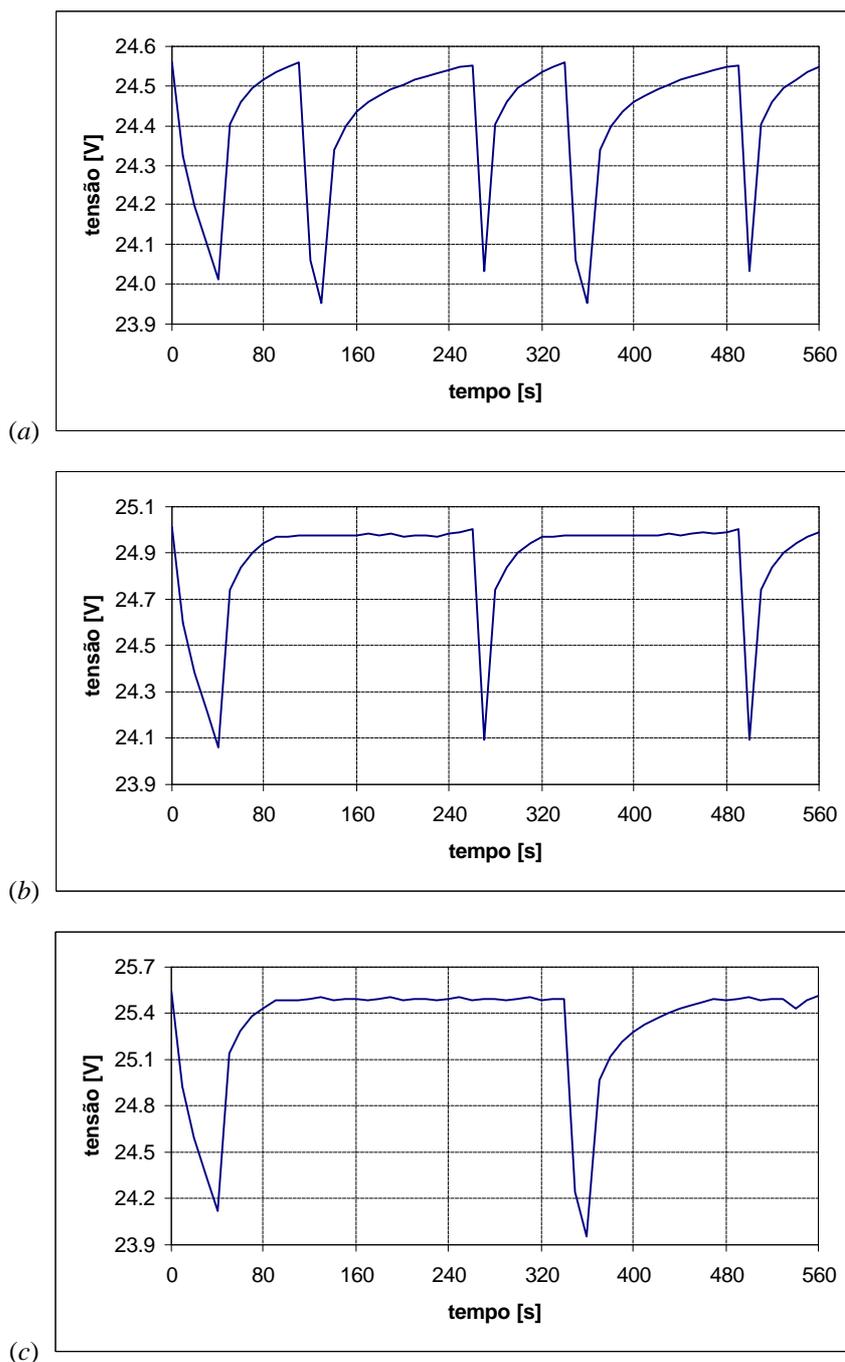


FIGURA 4. 21. Efeitos de (a) $dV_i=0,5V$, (b) $dV_i=1V$ e (c) $dV_i=1,5V$ sobre o comportamento do sistema, com a desconexão das cargas em $V_{bat\ min}$ e a reconexão em $V_{bat\ min}+dV_i$.

Naturalmente, os resultados desses experimentos tem valor limitado, pois em correntes mais intensas o comportamento das baterias é diferente e exigiria dV_s maiores. Os ensaios apresentados na próxima seção foram realizados em parte com dV_i e dV_s iguais a 1V e parte iguais a 3V.

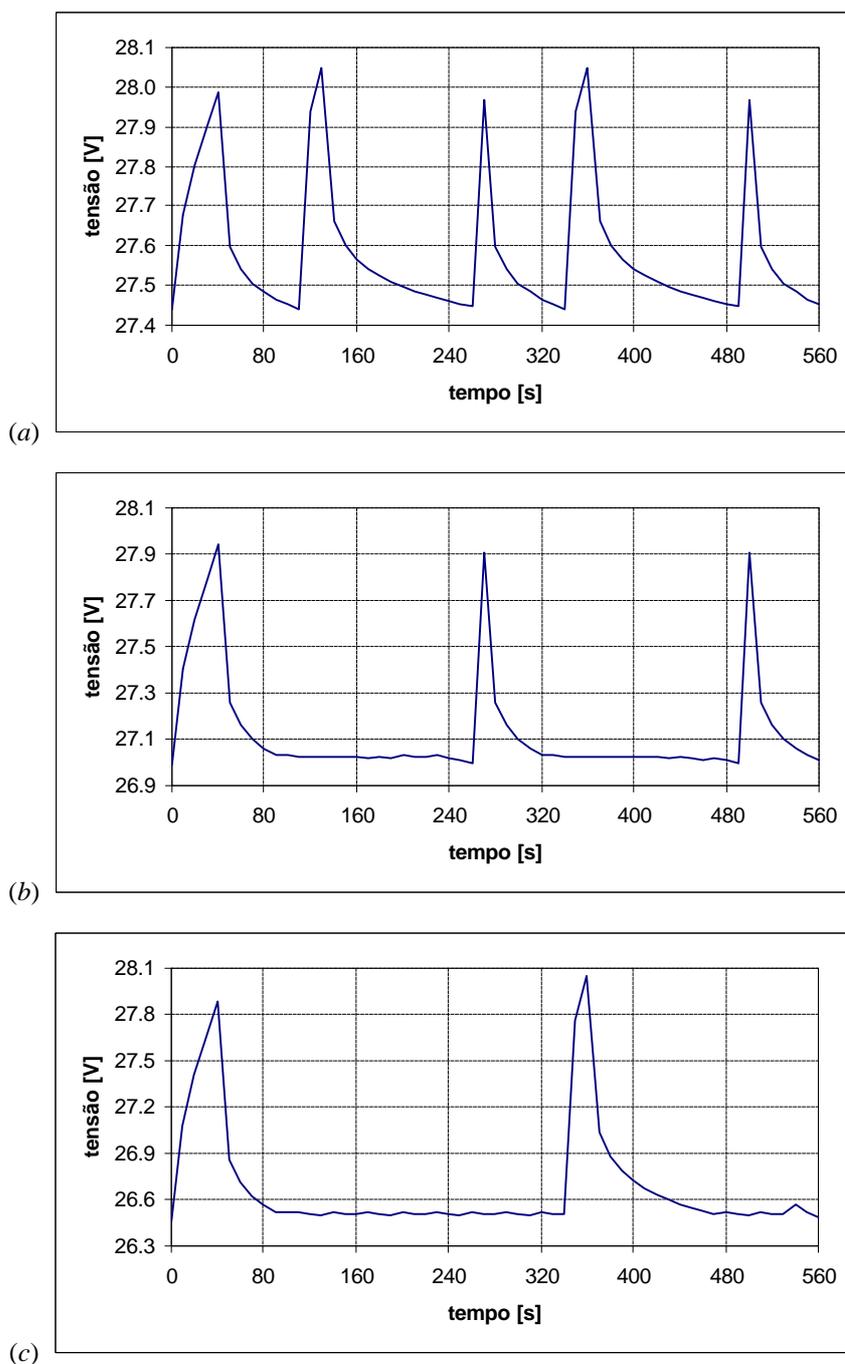


FIGURA 4. 22. Efeitos de (a) $dV_s=0,5V$, (b) $dV_s=1V$ e (c) $dV_s=1,5V$ sobre o comportamento do sistema, com a desconexão do gerador hidrelétrico em $V_{bat\ máx}$ e a reconexão em $V_{bat\ máx}-dV_s$.

Observa-se nitidamente como a modificação nos valores de dV_i influi no número de conexões e desconexões da carga. É difícil estabelecer um valor para esse intervalo que permita um razoável aproveitamento da energia disponível para acumulação e um número de acionamentos da chave C_c que não seja excessivo. Em uma instalação não monitorada por computador, diferentemente do caso da bancada experimental do LES, o sistema de controle deve provavelmente ser analógico eletrônico, comandando um chaveamento eletromecânico que poderia entrar em *looping*.

Observa-se também como a modificação nos valores de dV_s influi no número de conexões e desconexões dos geradores. Da mesma forma que no caso da figura anterior, é difícil estabelecer um valor para esse intervalo que permita um razoável aproveitamento da energia disponível e um número de acionamentos da chave C_c que não seja excessivo.

Sobre o funcionamento do sistema de controle do gerador hidrelétrico, foram aprimoradas, em função do ensaio anterior, as diretrizes apresentadas na TABELA 4. 1 e na TABELA 4. 2, simulando a atuação de um sistema de controle automático. Esse experimento foi prejudicado na medida em que a falta de um controlador eletrônico impossibilitou o controle sobre a corrente fornecida pelo gerador hidrelétrico a partir do controle de frequência no conversor.

Os experimentos realizados para determinação de dV permitiram observar que a atuação do gerador hidrelétrico é bastante “forte”, alterando substancialmente a tensão das baterias. É conveniente então que a conexão do gerador hidrelétrico ocorra em função da corrente das baterias permanecer negativa (corrente de descarga, portanto) durante um intervalo mínimo de tempo, para que se configure uma necessidade real de entrada de energia no sistema e que não ocorra em função de uma flutuação eventual no consumo ou de alguma nebulosidade que altere momentaneamente a corrente fornecida pelo gerador fotovoltaico. Esse intervalo de tempo deve depender das dimensões do banco de baterias e de sua relação com o consumo diário das cargas.

Além da corrente de descarga persistir por um certo tempo, é necessário que a tensão das baterias também caia abaixo de determinado valor mínimo. A conexão do gerador hidrelétrico provoca um aumento na tensão das baterias e, se a tensão estiver próxima do valor máximo, é provável que atinja valores danosamente altos antes de ser novamente medida pelo sistema de controle. Também deve ser estipulada uma tensão para desconexão do gerador hidrelétrico, porque a carga com uma taxa menor, proporcionada apenas pelo gerador fotovoltaico, permite que a bateria atinja níveis mais altos de carga. Este valor máximo e o valor mínimo determinado acima estabelecem um intervalo para atuação do gerador hidrelétrico.

A FIGURA 4. 23 mostra diferentes situações de acionamento do gerador hidrelétrico. Em (a), o gerador foi acionado sempre que a corrente das baterias caiu abaixo de zero configurando portanto uma corrente de descarga, em (b) foi acionado apenas depois da corrente das baterias permanecer negativa por pelo menos 90s e em (c) foi acionado também apenas depois de cair abaixo de 25V. As medições foram efetuadas a cada 30s.

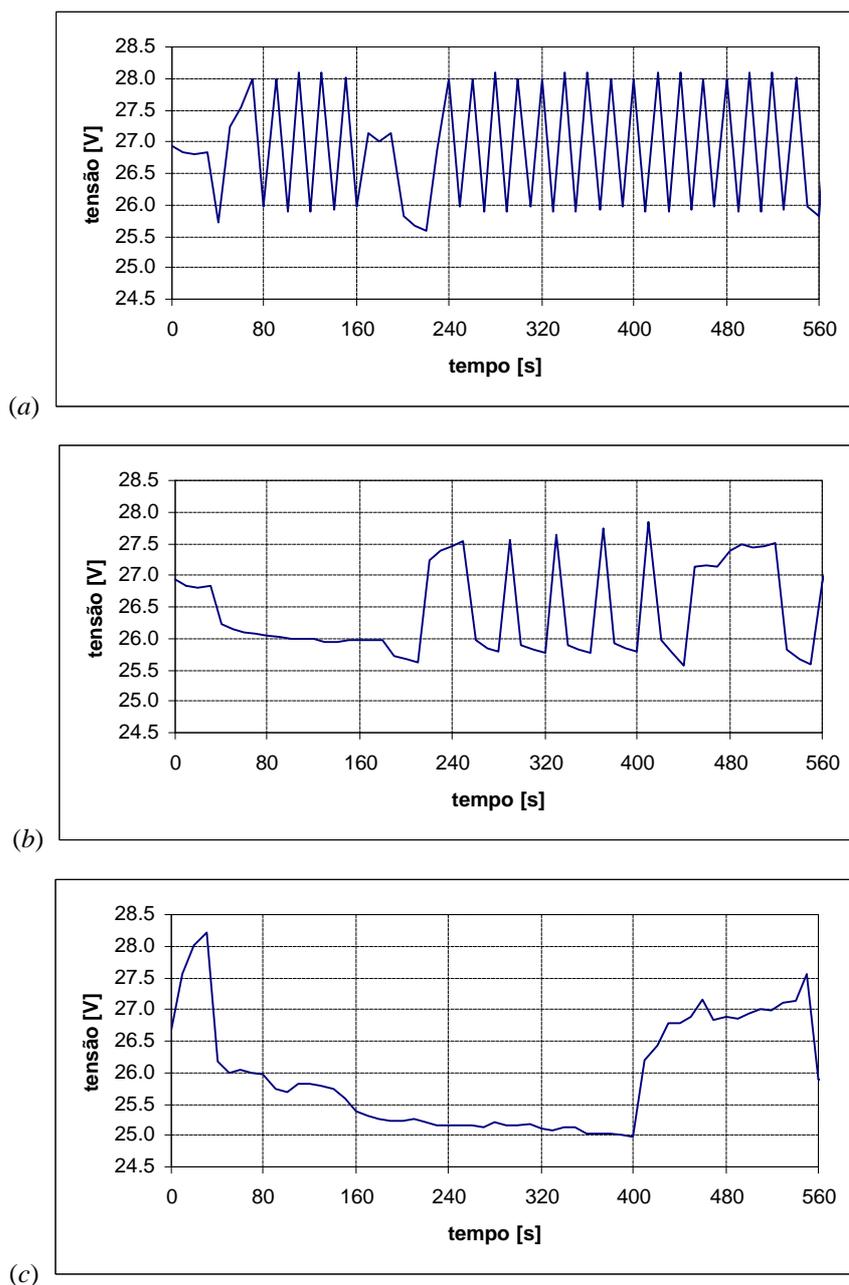


FIGURA 4. 23. (a) Conexão do gerador hidrelétrico no instante em que é detectada corrente de descarga das baterias e subsequente desconexão quando a tensão ultrapassar o limite de 28V. (b) Conexão do gerador hidrelétrico após a corrente das baterias permanecer negativa por pelo menos 90s e subsequente desconexão quando a tensão ultrapassar o limite de 27,5V. (c) Conexão do gerador hidrelétrico após a corrente das baterias permanecer negativa por pelo menos 90s e a tensão cair abaixo de 25V e subsequente desconexão quando a tensão ultrapassar o limite de 27,5V.

Observa-se que a chave C_h é acionada com menor frequência quando a corrente permanece negativa por um determinado intervalo de tempo, evitando que o gerador seja acionado quando a corrente se torna eventualmente negativa.

Em todos os três casos o sistema foi iniciado com apenas 80W, para depois passar a atender uma carga de 240W. Por isso, percebe-se que em torno de $t=30s$ ocorre uma pequena modificação na tensão das baterias. Em (b), em torno de 180s, ocorreu ainda a conexão de mais 50W. Entretanto, observa-se que essas modificações no consumo ao longo do experimento em nada modificaram as tendências observadas.

No primeiro caso, em (a), a tensão pode ultrapassar rapidamente a tensão máxima de 28V, antes de ser detectada pelo sistema e conseqüentemente antes que alguma medida possa ser tomada. No segundo caso, em (b), observa-se que a corrente de carga no trecho final, proporcionada apenas pelo gerador fotovoltaico apenas com o gerador fotovoltaico, permite que a bateria atinja níveis de carga mais altos. Em (c), observa-se como o funcionamento do sistema é bastante mais “tranqüilo” e “estável”.

Os resultados apresentados na próxima seção mostram o funcionamento do sistema e particularmente do gerador hidrelétrico ao longo de 14 dias de simulação experimental de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. Podem ser observadas várias situações de conexão e de desconexão tanto apenas do gerador hidrelétrico quanto dos dois geradores em conjunto. De um modo geral, a adoção de um intervalo maior de operação para as baterias, entre 22V e 28V, e a adoção de valores maiores para as diferenças dV , 3V, proporcionaram um funcionamento mais “estável” para o sistema.

A utilização de um dispositivo comercial específico para carregamento de baterias pode permitir o desenvolvimento de uma tática para a conexão do gerador hidrelétrico. Essa tática pode considerar uma conexão inicial, a uma baixa frequência de acionamento (e conseqüentemente fornecendo uma corrente pequena), com uma posterior correção dessa frequência (e da corrente) até que o gerador hidrelétrico esteja fornecendo a potência necessária para a manutenção do estado de carga das baterias. No caso da bancada do LEH essa tática precisa ser adaptada apenas para considerar o acionamento do sistema de controle de vazão sobre a bomba operada como turbina.

A execução desses experimentos permitiu observar como a avaliação do estado de carga das baterias se mostra precária se efetuada com base na tensão em seus terminais. O estado de carga pode ser avaliado pela tensão quando a bateria se encontrar em repouso. Quando ocorre carga ou descarga, há um efeito dinâmico que mascara a relação entre estado de

carga e tensão terminal. Em alguns resultados da próxima seção ocorrem “instabilidades” no sistema por fortes variações na tensão das baterias, ocasionadas por nebulosidades, que alteram a corrente fornecida pela gerador fotovoltaico.

Sobre a influência de um banco de baterias na dinâmica de um sistema turbina gerador, basicamente foi utilizado um banco de baterias com capacidade de 150Ah em 24V e foram avaliados os efeitos sobre transientes decorrentes de modificações no consumo. Foram efetuadas medições apenas de tensão em uma das fases do gerador síncrono.

A FIGURA 4. 24 mostra uma medição de tensão alternada, com valor efetivo de 127V, quando a rotação era de 1035rpm. A medição foi efetuada em uma das fases, a uma taxa de 22050bps. A carga conectada era de 300W por fase, totalizando 1200W, e a tensão das baterias era de aproximadamente 26V.

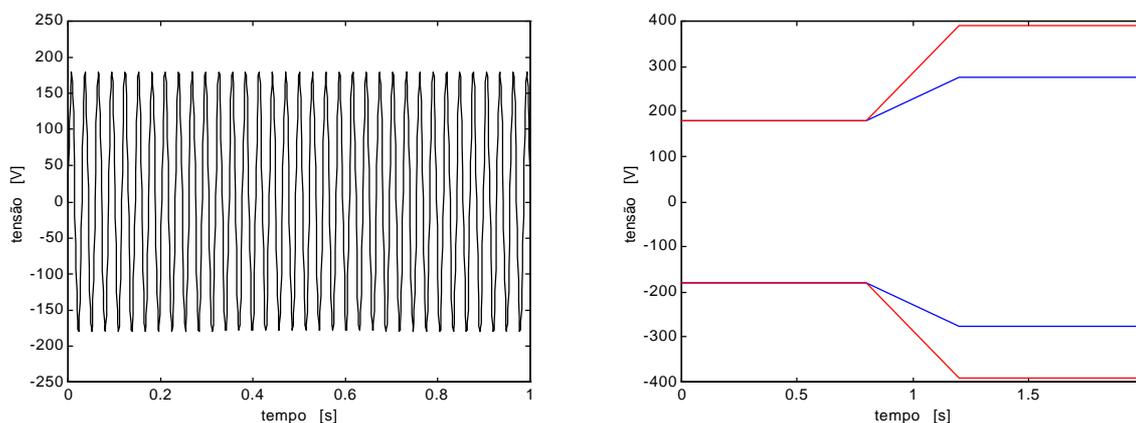


FIGURA 4. 24. Medição de tensão alternada em uma das fases do gerador síncrono da bancada do LEH, quando a rotação do conjunto era de 1035rpm. A medição foi efetuada a uma taxa de 22050bps, e o gráfico mostra a tensão em um intervalo de tempo de 1s.

Observou-se que a desconexão das cargas, sem baterias, levou a uma elevação 65,80% no valor de tensão, enquanto a desconexão, quando o sistema alimenta as baterias, levou a uma elevação de 44,68% na tensão.

Um estudo mais completo exige medições de vazão, pressão, torque, rotação e ainda de outras grandezas elétricas, visando determinar uma relação entre a capacidade do banco de baterias em relação às dimensões do sistema e o seu efeito na atenuação de transientes devidos à conexão e à desconexão parciais ou totais das cargas consumidoras. Esse estudo seria aplicado tanto a aproveitamentos hidrelétricos quanto a aproveitamentos híbridos.

4. 4. Simulação experimental de um aproveitamento híbrido.

Este estudo envolveu a realização de um ensaio na bancada do LES, reproduzindo o funcionamento de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. Ao final, os resultados experimentais são utilizados como dados de entrada do programa de simulação e os resultados para a tensão das baterias são comparados quantitativamente.

Pelas dimensões da bancada, foi possível reproduzir um sistema com um gerador hidrelétrico com capacidade de 400W (16,67A em 24V), um gerador fotovoltaico com 400Wp, e um banco de baterias com capacidade para 150Ah, ou 3600Wh. Considerando um perfil de demanda constante, e que as baterias devam atender aproximadamente um dia de consumo, pode-se fixar a potência das cargas consumidoras em 160W (6,67A em 24V). O gerador hidrelétrico tem uma capacidade bastante maior que a dos outros componentes da bancada, mas foi utilizado para fornecer cerca de 400W para que os dois geradores fornecessem aproximadamente a mesma potência. As baterias foram operadas entre as tensões mínima de 24V e máxima de 28V, e as diferenças dV_i e dV_s , iguais a 1V. O gerador hidrelétrico foi sempre conectado após a corrente das baterias permanecer negativa por pelo menos 1,5min e abaixo de 25V, sendo desconectado a partir de 27V. No nono dia de simulação a estratégia foi modificada parcialmente, com a tensão mínima passando para 22V, as diferenças dV_i e dV_s , para 2V e a tensão de conexão do gerador hidrelétrico para 23V.

A bancada do LES foi operada durante quinze dias, do dia 08 ao dia 22 de fevereiro de 2001, para reprodução do funcionamento de um aproveitamento híbrido baseado em energias hidrelétrica e fotovoltaica. As medições foram efetuadas a cada trinta segundos. A FIGURA 4. 25 mostra alguns dos resultados obtidos.

As linhas em azul, em verde e em preto representam respectivamente as potências fornecida pelo gerador hidrelétrico às baterias (P_H), fornecida aos consumidores (P_{cA}) e fornecida pelo gerador fotovoltaico (P_F), normalizadas pelo valor nominal de consumo (160W em 24V, levando às potências normalizadas p_H , p_{cA} e p_F).

Nos gráficos, a linha em azul aparece espessa em função de flutuações na corrente de saída, que são consequência de uma instabilidade no regulador eletrônico de tensão pelo fato do gerador operar em uma faixa de potência até pouco mais de 5% da potência nominal. Essas flutuações aparecem nos detalhes da FIGURA 4. 27 e da FIGURA 4. 30 (b).

As flutuações que podem ser observadas na linha em preto são consequência de efeitos meteorológicos e de conexões e desconexões provocadas pelas variações da tensão das baterias. As flutuações observadas na linha em vermelho, por sua vez, são consequência do comportamento dos vários componentes do sistema.

A apresentação dos resultados nesta seção difere um pouco da apresentação adotada no capítulo anterior, para os resultados obtidos com simulações computacionais, na medida em que não se apresenta aqui, em vermelho, o estado de carga das baterias, mas a tensão em seus terminais, normalizada pelo valor máximo de tensão ($V_{bat\ máx}$, 29,6V). Além disso, a potência hidrelétrica indicada nos gráficos é a potência que chega nas baterias, diferentemente do capítulo anterior, onde era mostrada a potência de entrada no retificador.

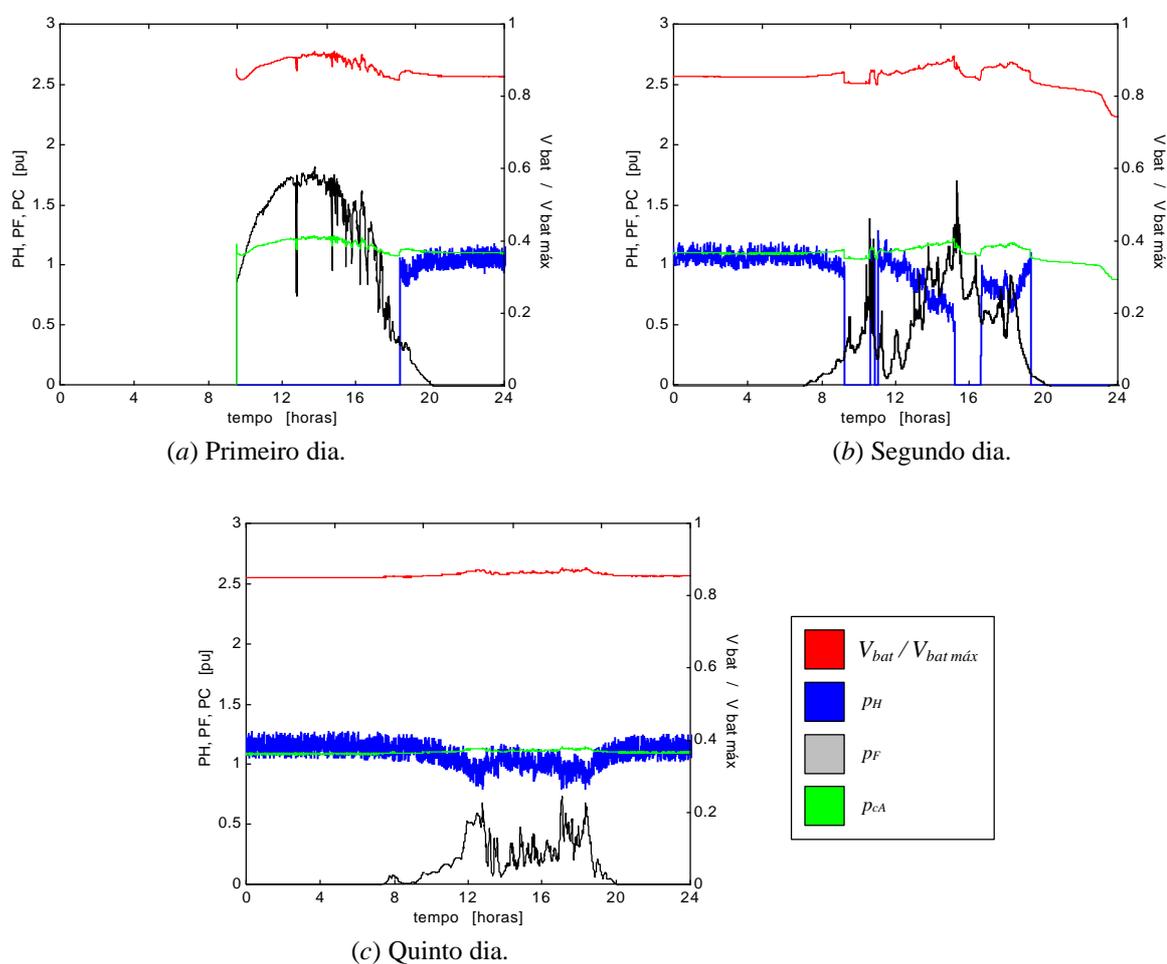


FIGURA 4. 25. Resultados correspondentes aos quinze dias de operação da bancada no LES para reprodução do funcionamento de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. As potências foram normalizadas em relação ao valor nominal da potência de consumo, e a tensão das baterias em relação ao seu valor máximo (29,6V). (a) Primeiro dia, (b) segundo dia, e (c) quinto dia. As baterias são operadas com tensão entre 24V ($V_{bat}=0,81.V_{bat\ máx}$) e 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

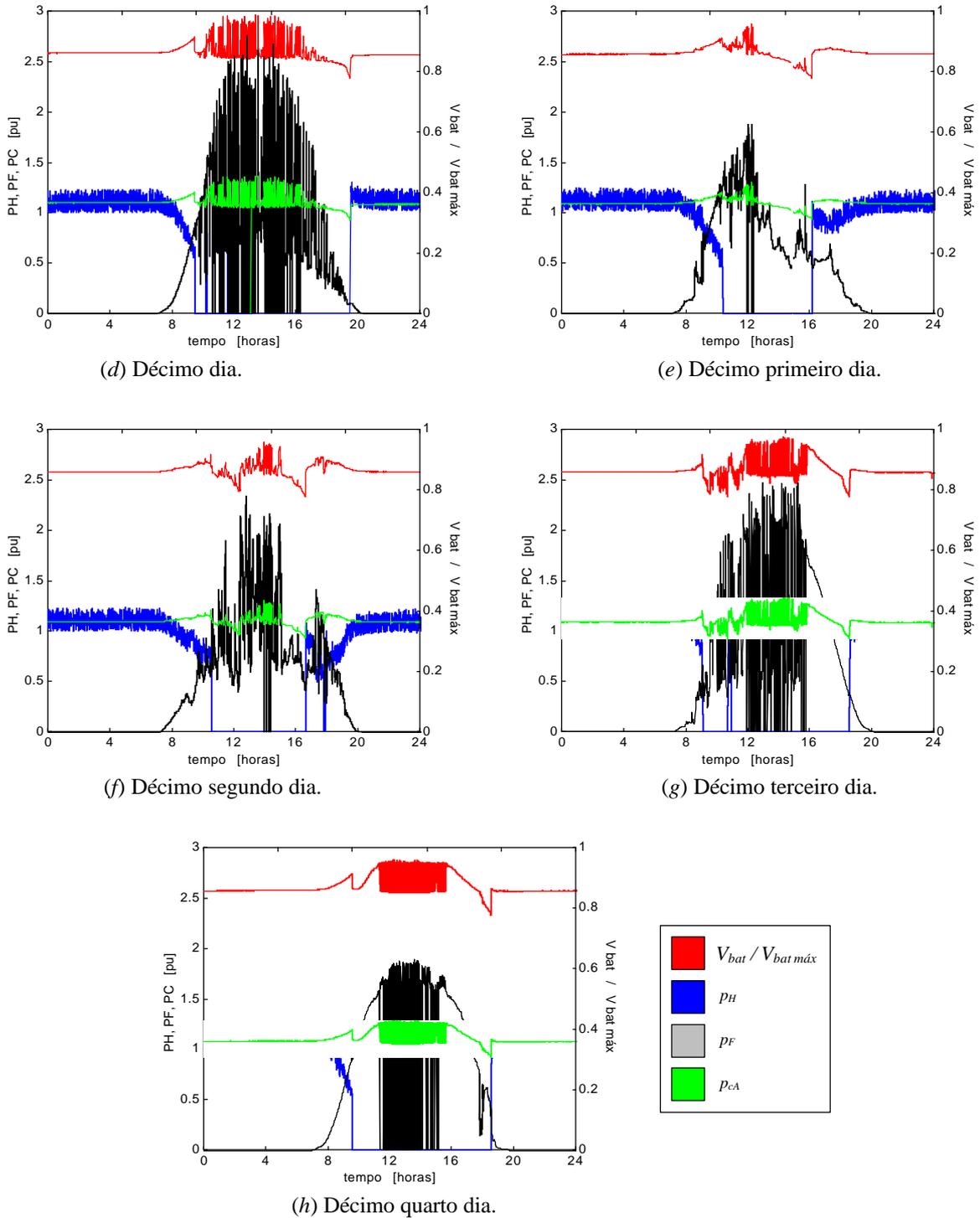


FIGURA 4. 25. (continuação) (k) Décimo dia. As baterias são operadas com tensão mínima de 24V ($V_{bat}=0,81.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). (l) Décimo primeiro dia, (m) décimo segundo dia, (n) décimo terceiro dia e (o) décimo quarto dia. As baterias são operadas com tensão mínima de 22V ($V_{bat}=0,74.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

De um modo geral, observa-se a tendência do gerador hidrelétrico permanecer acionado durante a noite, mas não ser necessário durante o dia, sempre que a insolação for suficiente para atender a demanda. Eventualmente, ele é acionado durante o dia, ou nem chega a ser desconectado pela manhã, quando ocorrem fortes variações de disponibilidade solar.

Os “efeitos meteorológicos” são evidentes quando esses resultados são comparados com os resultados da seção 3.3, do capítulo anterior. Mas pode-se afirmar que há forte semelhança qualitativa entre os resultados, tanto no comportamento das potências quanto da energia armazenada nas baterias, indicada pela tensão em seus terminais. Essa semelhança é confirmada pela FIGURA 4.31.

É possível observar como a potência de origem fotovoltaica modula as variações de tensão do banco de baterias. Por exemplo, a variação que ocorre aproximadamente às 13 horas do primeiro dia, detalhada na FIGURA 4.26, provoca um decremento momentâneo na tensão das baterias e na potência fornecida às cargas. E situações semelhantes podem ser observadas praticamente em todos os dias.

A FIGURA 4.26 detalha um trecho do primeiro dia onde é flagrante a modulação provocada por uma nuvem sobre o comportamento da tensão das baterias e, conseqüentemente, também sobre a potência fornecida para consumo. Pouco adiante de $t=12,75$ h ocorre a passagem de uma primeira nuvem e logo em seguida a passagem de uma segunda nuvem, essa mais demorada.

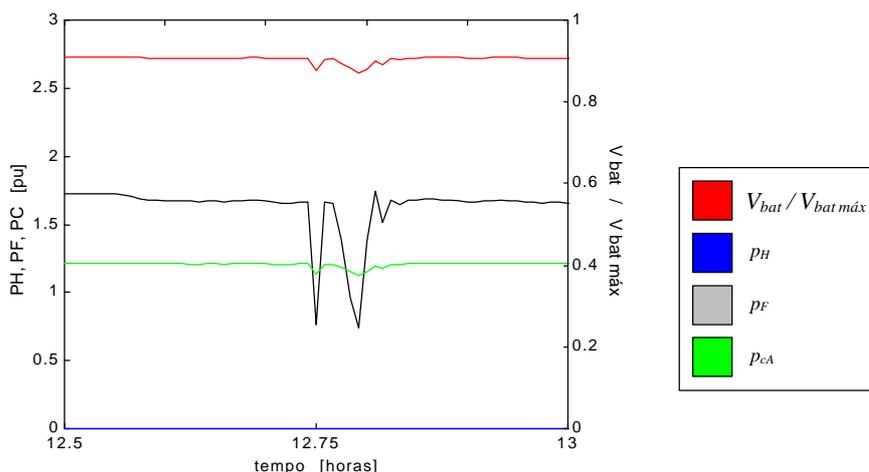


FIGURA 4.26. Detalhamento dos resultados da FIGURA 4.25 (a), correspondente ao primeiro dia, das 12,5 às 13 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

É interessante observar também como a potência absorvida pelas cargas “acompanha” as variações de tensão das baterias. O gerador hidrelétrico torna-se necessário conforme a potência fotovoltaica deixa de ser suficiente. E as flutuações na corrente fornecida por este também influenciam fortemente o sistema.

Na FIGURA 4. 25 (b), assim como na FIGURA 4. 25 (e), as variações e os menores valores de potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, em relação aos outros dias, mostram que esses dois dias apresentaram fortes nebulosidades. As variações de disponibilidade solar, como já comentado, modulam o comportamento de todo o sistema.

A FIGURA 4. 27 detalha um trecho do segundo dia, em que ocorre forte nebulosidade e o gerador hidrelétrico permanece acionado durante todo o dia, para complementar o suprimento do gerador fotovoltaico ao consumo. São marcantes as flutuações de potência fornecida pelo gerador hidrelétrico, e seu decréscimo ao longo do período detalhado é devido ao aumento da energia acumulada nas baterias, que leva ao aumento da tensão em seus terminais, e a conseqüente redução da diferença entre as tensões das baterias e da saída do retificador, absorvendo portanto menos corrente de origem hidrelétrica.

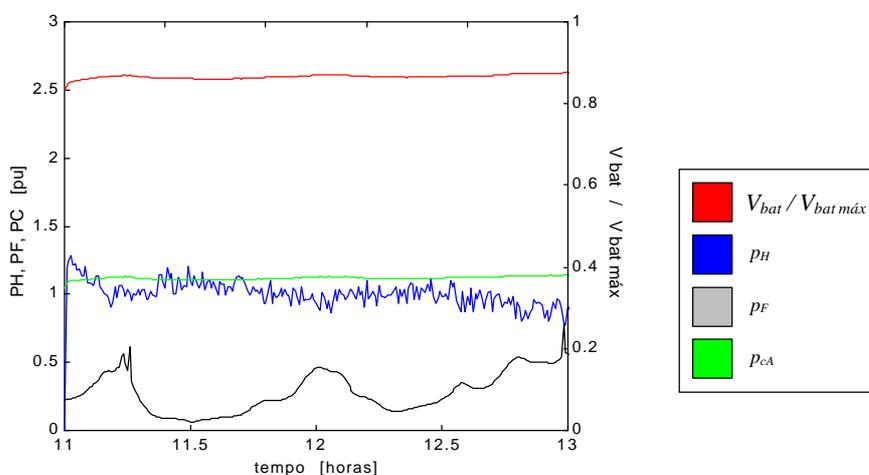


FIGURA 4. 27. Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (b), correspondente ao segundo dia, das 11 às 13 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

Conforme a energia acumulada nas baterias se aproxima dos valores máximos, os geradores devem ser desconectados e reconectados apenas depois que parte dessa energia seja consumida e que a tensão seja reduzida, para que o novo acréscimo de corrente não leve a tensão a ultrapassar os limites máximos. Por outro lado, a reconexão não deve ocorrer depois de consumida uma parcela muito grande da energia acumulada, sob pena de se desperdiçar

energia disponível aos geradores que poderia atender o consumo e mesmo estar sendo acumulada. Esse efeito é obtido com a definição das diferenças dV_i e dV_s , foi estudada na seção anterior.

A FIGURA 4. 28, a FIGURA 4. 29 e a FIGURA 4. 30 (a) mostram conexões freqüentes do gerador fotovoltaico em função da carga elevada das baterias e do comportamento dos outros componentes.

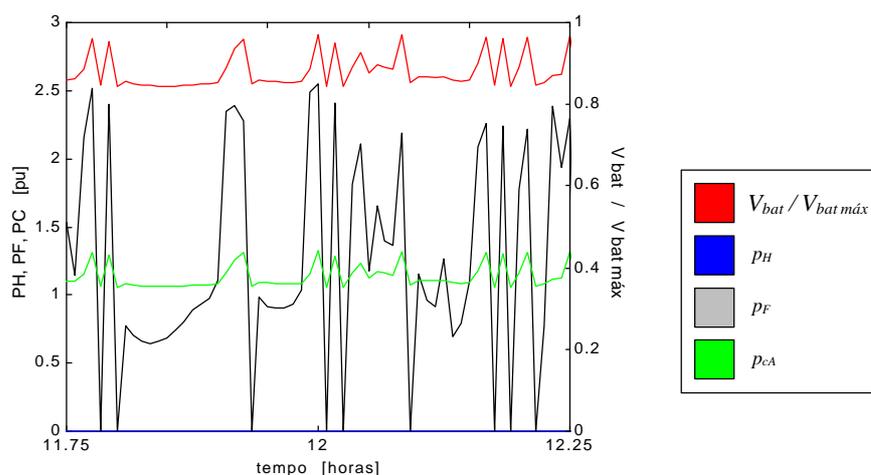


FIGURA 4. 28. Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (d), correspondente ao décimo dia, das 11,75 às 12,25 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

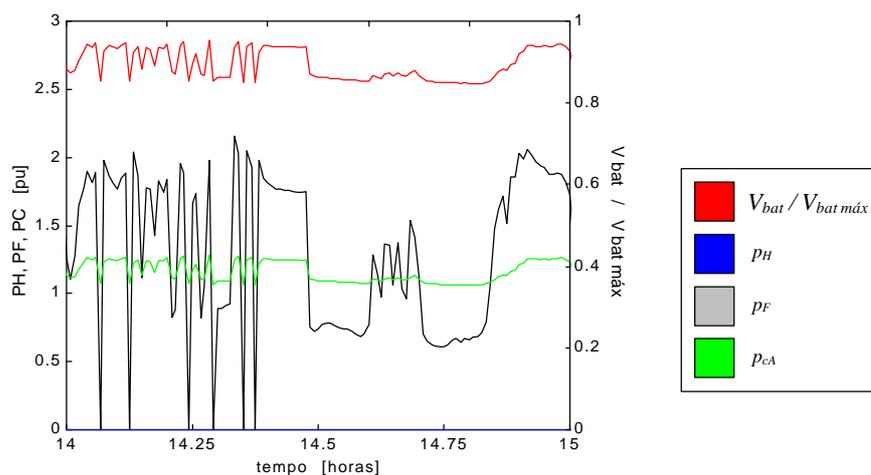


FIGURA 4. 29. Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (f), correspondente ao décimo segundo dia, das 14 às 15 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

A FIGURA 4. 30 (b) mostra um detalhe em que o final do décimo quarto dia, ou seja, o esgotamento da disponibilidade solar ao entardecer, leva ao acionamento do gerador hidrelétrico. A contribuição é forte e provoca uma súbita elevação da tensão nas baterias, que carrega consigo a potência consumida pelas cargas. Mais uma vez são observadas flutuações na corrente fornecida pelo gerador hidrelétrico.

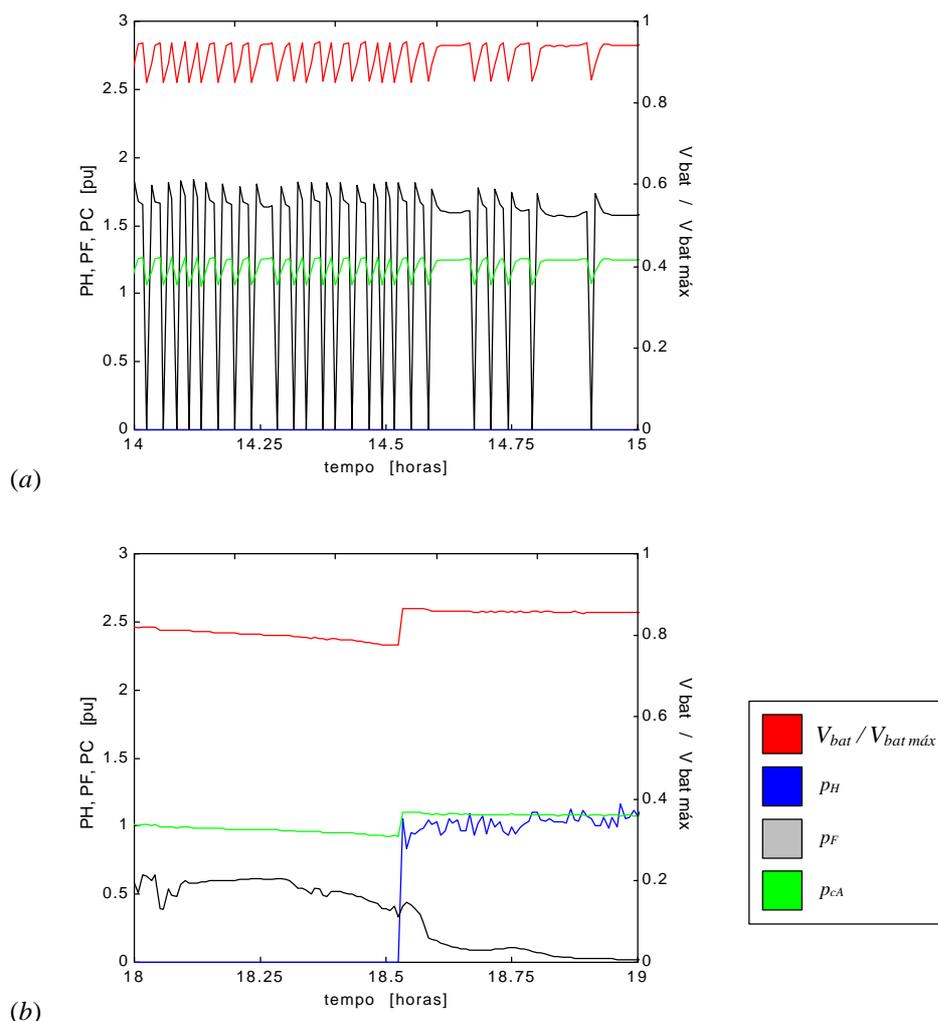


FIGURA 4. 30. Detalhamento dos resultados da FIGURA 4. 25 (h), correspondente ao décimo quarto dia, (a) das 14 às 15 horas, e (b) das 18 às 19 horas. Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$: tensão das baterias, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{CA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

É interessante, no mesmo dia do detalhe da FIGURA 4. 28, observar na FIGURA 4. 25 (d), como a tensão das baterias se eleva quando a corrente de origem fotovoltaica começa a se tornar importante, por volta das 8 horas, e como decresce quando essa corrente diminui, com o final do dia, em torno de 19 horas. No primeiro, quando a tensão ultrapassa 27V ocorreu a desconexão do gerador hidrelétrico, e no segundo quando ultrapassa 23V ocorreu a conexão.

É interessante observar também como essa variação da tensão das baterias modula a potência fornecida para o consumo, que aparece em verde nos gráficos. Ocorre um pequeno aumento na potência quando o gerador hidrelétrico encontra-se prestes a ser desconectado, e uma pequena redução na potência quando, por outro lado, o gerador encontra-se prestes a ser reconectado, no final do dia. O mesmo efeito pode ser observado em todos os gráficos.

A utilização de um banco de baterias com mais capacidade deve certamente amortecer os efeitos meteorológicos, na medida em que as variações na corrente fornecida pelo gerador fotovoltaico represente menos em relação à capacidade de armazenamento disponível. Um banco de baterias maior apresentaria também uma capacidade de armazenamento suficiente para que as correntes fornecidas pelo gerador fotovoltaico provocassem variações mais lentas no estado de carga, de forma que transcorressem intervalos de tempo maiores entre os valores mínimo e máximo de tensão, e conseqüentemente entre os acionamentos das chaves.

Uma comparação quantitativa de resultados experimentais e computacionais pode ser obtida com a utilização de dados obtidos na bancada como dados de entrada do programa de simulação. Os dados de saída podem ser utilizados para uma validação da metodologia de simulação, a partir da comparação do comportamento da tensão das baterias em ambas as situações. A FIGURA 4.31 mostra os resultados, com ênfase nas linhas em vermelho e em azul claro, que mostram respectivamente os resultados experimentais e computacionais para o estado de carga das baterias.

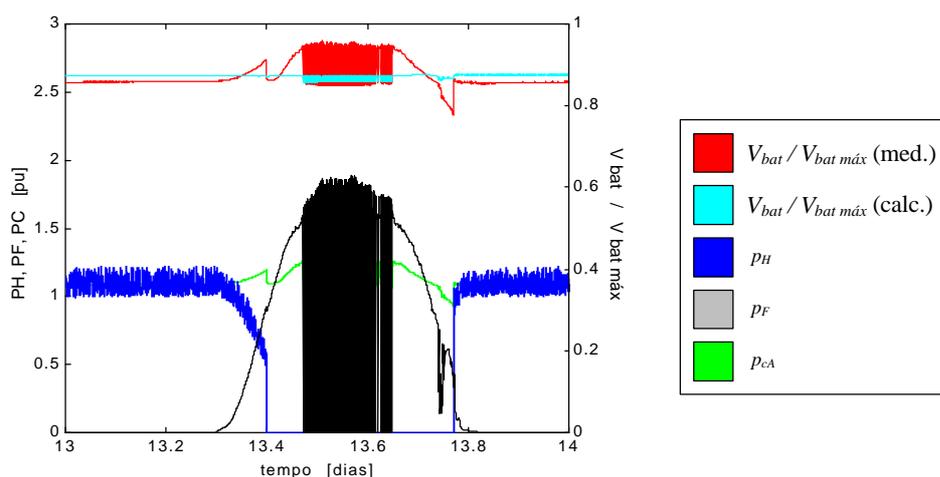


FIGURA 4.31. Resultados correspondentes ao décimo quarto dia de operação da bancada no LES para reprodução do funcionamento de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. As potências foram normalizadas em relação ao valor nominal da potência de consumo, e a tensão das baterias em relação ao seu valor máximo (29,6V). As baterias são operadas com tensão mínima de 24V ($V_{bat}=0,81.V_{bat\ máx}$) e tensão máxima de 28V ($V_{bat}=0,95.V_{bat\ máx}$), com $dV_i=dV_s=1V$ (0,03). Convenções: $V_{bat} / V_{bat\ máx}$ (med.): tensão das baterias, obtida por medição, $V_{bat} / V_{bat\ máx}$ (calc.): tensão das baterias, obtida por cálculo, p_H : potência disponibilizada pelo gerador hidrelétrico, p_F : potência máxima diária disponibilizada pelo gerador fotovoltaico, p_{cA} : potência fornecida às cargas consumidoras.

O décimo quarto dia (FIGURA 4. 25 (h)) mostra-se interessante para fins de comparação. Os dados de corrente fornecida pelos geradores hidrelétrico e fotovoltaico foram utilizados no programa como dados de entrada, ao invés do cálculo efetuado a partir das disponibilidades energéticas. A tensão das baterias foi calculada a partir dos dados experimentais e dos dados de saída do programa com o modelo de Lasnier e Ang, 1990.

Observa-se uma concordância razoável entre os dados experimentais e os dados obtidos por simulação computacional, ocorrendo uma pequena diferença entre eles, que inclusive se mantém constante, nos trechos de regime de funcionamento aproximadamente permanente, e diferenças bastante maiores nos trechos de regime transitório. Esses resultados consistem, entretanto, em um forte indício da confiabilidade da metodologia empregada para simulação.

Por fim, pode ser observada a forte semelhança dos resultados obtidos experimentalmente, na bancada do LES, com os resultados obtidos por simulação computacional, tanto para dados meteorológicos idealizados quanto para dados reais.

4. 5. Conclusões preliminares.

Os resultados experimentais obtidos com a bancada montada no LES, sobre o desempenho dos geradores hidrelétrico e fotovoltaico em paralelo em um barramento de *cc*, resultaram em alguns subsídios para a concretização de um sistema de controle.

Quanto ao consumo e ao gerador fotovoltaico, observou-se que podem permanecer conectados entre um valor mínimo ($V_{bat\ min}$) e um valor máximo ($V_{bat\ máx}$) para a tensão das baterias. Uma vez que esses valores sejam ultrapassados, ou as cargas consumidoras (no caso de $V_{bat} < V_{bat\ min}$) ou o gerador fotovoltaico (no caso de $V_{bat} > V_{bat\ máx}$) devem ser desconectados. O consumo pode ser reconectado quando a tensão elevar-se novamente e atingir ($V_{bat\ min} + dV_i$).

O gerador fotovoltaico, por sua vez, pode ser reconectado quando a tensão cair novamente e atingir ($V_{bat\ máx} - dV_s$). As diferenças dV_i e dV_s garantem que as chaves para conexão do consumo e do gerador fotovoltaico não serão acionadas com frequência excessiva e desnecessária. Esses resultados confirmam a tendência do controle de aproveitamentos fotovoltaicos.

Na bancada foram adotados os valores de 24V e de 28V respectivamente para as tensões $V_{bat\ min}$ e $V_{bat\ máx}$, e de 1V para as diferenças dV_i e dV_s .

Quanto ao gerador hidrelétrico, observou-se, para as condições do ensaio, que deve ser conectado apenas se a corrente das baterias (I_{bat}) permanecer negativa (uma corrente de descarga, portanto) durante um intervalo de tempo mínimo ($t_{d\ min}$), e se além disso a tensão das

baterias cair abaixo de um valor mínimo ($V_{bat\ H\ mín}$), maior que a tensão $V_{bat\ mín}$. Uma vez conectado, o gerador deve ser desconectado somente quando a tensão ultrapassar um valor máximo ($V_{bat\ H\ máx}$), menor que a tensão $V_{bat\ máx}$.

Os ensaios foram realizados com uma associação de retificador e transformador para a conexão do gerador hidrelétrico ao barramento de *cc*, sem nenhum tipo de limitador de corrente. Consequentemente a atuação do gerador hidrelétrico resultou bastante forte, sem nenhuma possibilidade de controle a partir do conversor utilizado para acionamento da máquina primária do gerador síncrono.

Na bancada foram adotados os valores de 1,5min para o tempo $t_{d\ mín}$, e de 25V e 27,5V para as tensões $V_{bat\ H\ mín}$ e $V_{bat\ H\ máx}$.

O tempo $t_{d\ mín}$ pode assumir valores diferentes em função do valor da corrente de descarga. As tensões de conexão ($V_{bat\ H\ mín}$) e de desconexão ($V_{bat\ H\ máx}$) podem guardar uma diferença em relação aos valores de tensão respectivamente mínimo ($V_{bat\ mín}$) e máximo ($V_{bat\ máx}$) menores que as diferenças dV_i e dV_s .

A utilização de algum dispositivo comercial específico para carregamento de baterias deve permitir o desenvolvimento de uma tática para conexão do gerador hidrelétrico. Essa operação poderia considerar uma conexão inicial, a uma baixa frequência (e consequentemente fornecendo baixa corrente), com uma posterior correção dessa frequência (e da corrente) até que o gerador esteja fornecendo a potência necessária para a manutenção do estado de carga das baterias.

Os resultados obtidos com a bancada do LEH permitiram observar a atenuação provocada por um banco de baterias sobre o transiente de um sistema turbina gerador gerado pela desconexão total do consumo. Esses resultados consistem em um primeiro passo na determinação de uma relação entre as dimensões de baterias, em relação às dimensões do sistema turbina gerador, e seus efeitos na atenuação de transientes devidos à conexão e à desconexão parciais ou totais das cargas consumidoras.

A bancada do LES ainda foi utilizada em uma simulação experimental de um aproveitamento hidrelétrico fotovoltaico. Em quase quinze dias de funcionamento, puderam ser observados vários aspectos da operação em paralelo dos dois geradores e do controle de carga das baterias, além de efeitos de meteorologia sobre o desempenho do sistema.

Uma parcela dos resultados experimentais, correspondente ao décimo quarto dia, foi utilizada para uma comparação quantitativa, resultando também em um comportamento bastante semelhante.

5. CONCLUSÕES

5. 1. Conclusões finais.

O trabalho teve a intenção de elucidar o funcionamento de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, do tipo ilustrado na FIGURA 2. 2, abordar a questão da complementariedade entre as energias hídrica e solar e contribuir com a apresentação das bases técnicas para uma metodologia para dimensionamento.

Especificamente, o primeiro passo consistiu na formulação de uma estratégia de operação para sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, apresentada na seção 2. 6, contemplando a operação em paralelo dos dois geradores.

Essa estratégia considera o aproveitamento de toda a energia disponibilizada pelo gerador fotovoltaico e o atendimento da parcela restante da demanda a partir do gerador hidrelétrico. O banco de baterias pode ter seu estado de carga mantido em um nível intermediário, visando atenuar os efeitos de transientes eletromecânicos.

Os acumuladores, o reservatório de acumulação e o banco de baterias, devem ter seus estados de carga gerenciados em função das disponibilidades e das demandas energéticas e da possível complementariedade entre as fontes de energia e esse gerenciamento deve influenciar a operação do gerador hidrelétrico.

A complementariedade entre as energias hídrica e solar ainda não havia sido representada com clareza de forma a permitir análises quantitativas. Assim, a avaliação de diferentes gradações de complementariedade entre as duas fontes de energia exigiu a proposição de índices matemáticos. Os índices propostos consideram a complementariedade no tempo, a complementariedade entre os valores médios de energia ao longo de um ano e a complementariedade entre as amplitudes de variação.

O uso desses índices foi avaliado pela elaboração de mapas que mostram a complementariedade no tempo, a complementariedade entre as amplitudes de variação e a complementariedade final ao longo de todo o Estado do Rio Grande do Sul. Esses mapas foram construídos com base em dados médios mensais de precipitação e de radiação solar incidente. Observa-se que grande parte do Estado apresenta índices razoáveis de complementariedade.

A discussão sobre complementariedade, a proposição de índices matemáticos adimensionais para avaliação de diferentes gradações de complementariedade energética e a elaboração de mapas para caracterização de suas componentes ao longo do Estado são contribuições originais deste trabalho.

O funcionamento de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos foi estudado por meio de simulações computacionais, com a proposição de uma metodologia baseada no emprego de funções idealizadas de disponibilidade das fontes de energia. O emprego dessas funções permite investigar o efeito de determinado parâmetro sobre o sistema, “filtrando” os efeitos de outros fatores. Essa metodologia é também uma contribuição deste trabalho.

As simulações permitiram investigar os efeitos das dimensões e das estratégias de operação do banco de baterias sobre o desempenho do sistema. Foi confirmada a tendência do aumento do número de falhas com a redução da capacidade do banco de baterias, seja pelo menor número de baterias seja pela menor diferença entre os níveis para descarga e recarga das baterias.

A energia acumulada nas baterias apresenta um comportamento interessante, com dois picos ao longo do ano, defasados em relação aos picos de disponibilidades hídrica e solar, e obviamente dois vales, também defasados em relação aos dois vales de disponibilidades hídrica e solar. Esse comportamento se modifica para variações dos índices de complementariedade no tempo e entre as amplitudes, conforme é discutido adiante.

As simulações permitiram confirmar o efeito da complementariedade no tempo entre as duas fontes sobre o desempenho do sistema. Foi confirmada a tendência da redução do índice de falhas com a maior complementariedade no tempo entre as disponibilidades hídrica e solar.

Observou-se também o efeito da complementariedade de energia ao longo do ano e da complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades. Foi confirmada a tendência da redução do índice de falhas com a maior complementariedade entre as amplitudes de variação das disponibilidades hídrica e solar.

Observou-se a pouca influência do índice de complementariedade de energia sobre as falhas, com uma leve tendência ao aumento de falhas em função de uma maior contribuição de origem solar. Essa tendência centra a aplicação do aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos principalmente em situações em que a disponibilidade hídrica não é suficiente.

Observou-se também como a caracterização do que se convencionou como “complementariedade perfeita” mostrou-se adequada, na medida em que variações nessa condição de

complementariedade levam a uma transição no comportamento do sistema, a exemplo das “transições estruturais” caracterizadas pela Teoria das Bifurcações. O comportamento da energia acumulada nas baterias, com dois picos, para complementariedade perfeita, se modifica para valores dos índices de complementariedade no tempo e entre as amplitudes levemente menores que um.

As simulações permitiram investigar também os efeitos de diferentes perfis de demanda, tendo sido confirmada a tendência de aumento de falhas com o aumento da “irregularidade” do perfil e com a defasagem de seus valores máximos em relação ao meio dia, quando ocorrem as máximas disponibilidades fotovoltaicas.

De um modo geral, observou-se como um pequeno aumento nas potências instaladas dos geradores hidrelétrico e fotovoltaico, na condição de existirem disponibilidades energéticas, pode melhorar o índice de complementariedade de energia e suprir as falhas no atendimento e elevar os estados de carga das baterias ao longo do ano para próxima de sua capacidade máxima. Comentou-se também como um reservatório pode ser utilizado para elevar os valores dos índices de complementariedade no tempo e entre as amplitudes.

As simulações baseadas em informações meteorológicas idealizadas apresentaram resultados com boa semelhança qualitativa em relação a situações reais, na medida em que os padrões de comportamento dos resultados com os dados reais foram encontrados também com os dados idealizados.

A simulação do sistema em estudo baseada na metodologia proposta também pôde ser avaliada pela consideração de outra estratégia de operação, semelhante a uma estratégia utilizada por KELLOGG (1998) em um sistema fotovoltaico com suporte de um gerador diesel. Os resultados reproduziram aproximadamente os resultados desse autor.

Os resultados experimentais obtidos com a bancada montada no LES da Escola de Engenharia, sobre o desempenho dos geradores hidrelétrico e fotovoltaico em paralelo em um barramento de *cc*, levaram a algumas conclusões sobre o sistema de controle.

O consumo e o gerador fotovoltaico devem permanecer conectados entre a tensão mínima (V_{\min}) e a tensão máxima (V_{\max}). O consumo, que deve ser desconectado em V_{\min} , deve ser reconectado apenas em $(V_{\min} + dV_i)$. O gerador fotovoltaico, que deve ser desconectado em V_{\max} , deve ser reconectado apenas em $(V_{\max} - dV_s)$.

O gerador hidrelétrico deve ser conectado se a corrente das baterias (I_{bat}) permanecer negativa (corrente de descarga) durante um intervalo de tempo mínimo ($t_{d\ min}$), e se além disso a tensão das baterias cair abaixo de um valor mínimo ($V_{H\ min}$). E deve ser desconectado quan-

do a tensão ultrapassar um valor máximo ($V_{H\ máx}$). O tempo $t_{d\ mín}$ pode assumir valores diferentes em função do valor da corrente de descarga. As tensões de conexão ($V_{H\ mín}$) e de desconexão ($V_{H\ máx}$) podem guardar uma diferença em relação aos valores de tensão respectivamente mínimo ($V_{mín}$) e máximo ($V_{máx}$) menores que as diferenças dV_i e dV_s .

Os ensaios foram realizados com um banco de baterias de 150Ah para 24V, com as tensões mínima e máxima respectivamente iguais a 24V e 28V, e nessas condições o valor de 1V para as diferenças dV_i e dV_s mostrou-se adequado. Alguns autores recomendam valores genéricos da ordem de 3V a 4V, se as tensões mínima e máxima forem iguais a 21,6V e 28V.

Os ensaios foram realizados com uma associação de retificador e transformador para a conexão do gerador hidrelétrico ao barramento de *cc*, sem nenhum tipo de regulação eletrônica que limitasse a corrente. Consequentemente a atuação do gerador hidrelétrico resultou bastante “forte”.

O valor de 1V para a diferença entre as tensões mínima e máxima e respectivamente as tensões de conexão e de desconexão do gerador hidrelétrico se mostrou adequado. Esse valor depende da potência máxima do sistema e deve ser avaliado em cada aplicação específica. Durante os ensaios, foi adotado o valor de 1,5min para o tempo $t_{d\ mín}$, que pode ser reduzido para as maiores correntes de descarga das baterias.

Os resultados experimentais obtidos com a mesma bancada, sobre o funcionamento do sistema durante cerca de quinze dias, permitiram observar como os efeitos da meteorologia influenciam os resultados obtidos com disponibilidades idealizadas. Os resultados apresentaram uma semelhança qualitativa razoável com os resultados obtidos com simulação.

Os resultados obtidos com a bancada do LEH do IPH permitiram avaliar a influência de um banco de baterias de 150Ah na atenuação dos transientes eletromecânicos do sistema turbina gerador. A desconexão de cargas levou a um aumento da amplitude da tensão de 65,80%, enquanto a mesma desconexão quando o sistema alimenta também o banco de baterias, inicialmente com tensão em um valor intermediário (26V) entre os valores mínimo e máximo, levou a um aumento de 44,68%.

Por fim, os resultados obtidos puderam ser utilizados para sintetizar uma metodologia para dimensionamento de aproveitamentos híbridos, descrita e discutida na seção 3.4 e aplicada na seção 3.5. A metodologia apresentada pode ser aplicada também aos casos de sistemas baseados apenas em energia hidrelétrica ou em energia fotovoltaica, reproduzindo os resultados esperados.

O trabalho contribuiu então com subsídios para o projeto e a viabilização de aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos e de um modo geral para aproveitamentos de pequeno porte baseados em energias renováveis, discutindo a questão da complementariedade, apresentando uma metodologia para investigação de desempenho e sintetizando as bases técnicas para uma metodologia de dimensionamento. Além disso, foram efetuados experimentos estudando o comportamento dos geradores operando em paralelo em um barramento de *cc* e fornecendo informações para a confecção de um sistema de controle.

5. 2. Prosseguimento do trabalho.

O prosseguimento do trabalho pode ser efetuado em quatro frentes: (*a*) a avaliação da complementariedade entre as disponibilidades hídrica e solar no Estado do Rio Grande do Sul (ou em outras regiões), (*b*) o estudo do desempenho de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos, em várias configurações, e o aprimoramento da metodologia de dimensionamento, a partir de simulações computacionais, (*c*) o desenvolvimento experimental de um sistema de controle para aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos e (*d*) a experimentação com um sistema real completo, para verificar resultados e calibrar o modelo para simulação.

Na primeira frente, a avaliação da complementariedade no Estado pode ser melhorada com a preparação de mapas a partir de dados provenientes de um número maior de estações climatológicas, inclusive estações mantidas também por outras entidades. Esses mapas podem ser preparados com a utilização de Sistema de Informações Geográficas (SIG), que pode permitir a elaboração de planos contendo também, por exemplo, informações topográficas.

A avaliação da complementariedade no Estado pode também ser efetuada utilizando, para avaliação do potencial hidrelétrico, dados obtidos de regionalização de vazões (CEEE e IPH (1991)) e dados obtidos com rotinas computacionais para avaliação de topografia e determinação de caminhos preferenciais para a rede de drenagem (SCARTAZZINI (1994)). Essa avaliação deve fornecer dados mais confiáveis para localização de sítios para aproveitamentos.

Na segunda frente, o estudo de desempenho de aproveitamentos hidrelétricos fotovoltaicos pode ser aprofundado, com a avaliação dos efeitos de outros perfis de demanda, a avaliação do armazenamento combinado de energia em baterias e em reservatório e a avaliação em diferentes combinações de índices de complementariedade no tempo, de energia e entre as amplitudes.

O estudo pode ser aprofundado também com a comparação de resultados computacionais com uma quantidade maior de dados reais e com a utilização de dados obtidos por exemplo em usinas hidrelétricas de pequeno porte. Além da obtenção de uma quantidade maior de resultados experimentais nas bancadas do LES, em outras estações do ano e com aprimoramentos na estratégia de operação e no sistema de controle.

A metodologia de simulação pode ser aplicada a aproveitamentos baseados em outras fontes de energia, com a idealização das disponibilidades por exemplo das energias eólica e de biomassa, e a aproveitamentos que contenham complementação de combustíveis fósseis ou interligação a outros sistemas energéticos. A metodologia também pode ser complementada com modelos mais complexos para seus componentes.

A metodologia de dimensionamento deve ser complementada com a consideração de fatores econômicos e testada com a aplicação a situações reais. E um estudo econômico pode considerar a análise da sensibilidade aos custos dos seus vários componentes e a comparação com outros sistemas de geração. Os resultados assim obtidos devem fornecer novas informações sobre a viabilidade desse tipo de aproveitamento.

A terceira frente de trabalho deve ter como ponto de partida a confecção de um sistema de controle completo, integrado pelos sistemas de controle de carga das baterias e do gerador hidrelétrico. Esse sistema deve ser testado e melhorado em ambas as bancadas construídas: o sistema de controle de cargas das baterias na bancada do LES, enquanto o sistema de controle do gerador hidrelétrico na bancada do LEH.

O controle de vazão sobre a bomba utilizada como turbina, baseada na válvula borboleta motorizada, deve ser implementado e testado. Um estudo do escoamento em torno do corpo dessa válvula pode revelar alternativas para redução da potência de acionamento dessa válvula, com a inclusão de aletas móveis no corpo da válvula.

A utilização de baterias e de reservatório para acumulação de água, além de outros dispositivos para armazenamento de energia, deve ser melhor investigada, tanto com simulações computacionais quanto experimentalmente, visando a melhor combinação de proporções para armazenamento e uma atenuação dos transientes eletromecânicos.

Por fim, a implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, em local com disponibilidades energéticas fortemente complementares, dimensionado com base na metodologia proposta, preferencialmente com reservatório para acumulação de água, com um sistema de controle testado em laboratório, constituiria a quarta frente de trabalho, a ser iniciada quando as três frentes descritas acima atingirem maturidade. Esse sistema possibilitaria o

teste em condições reais de várias das situações simuladas em computador, além da confirmação da metodologia de dimensionamento e de uma afirmação das propostas para a estratégia de operação e para o sistema de controle.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al Jabri, A.K. Alolah, A.I. 1990a. "Capacitance requirement for isolated self excited induction generator", **IEE Proceedings**, v.137, pt.B, n.3, p.154-159.

Al Jabri, A.K. Alolah, A.I. 1990b. "Limits on the performance of the three phase self excited induction generators", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.5, n.2, p.350-356.

Al-Bahrani, A.H. 1996. "Analysis of self excited induction generators under unbalanced conditions", **Electric Machines and Power Systems**, v.24, p.117-129.

Al-Bahrani, A.H. Malik, N.H. 1990. "Steady state analysis and performance characteristics of a three phase induction generator self excited with a single capacitor", **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.5, n.4, p.725-732.

Al-Bahrani, A.H. Malik, N.H. 1993. "Voltage control of parallel operated self excited induction generators", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.8, n.2, p.236-242.

Alghuwainem S.M. 1996a. "Performance analysis of a PV powered dc motor driving a 3 phase self excited induction generator", **IEEE Trans. on En. Conv.**, v.11, n.1, p.155-161.

Alghuwainem S.M. 1996b. "Speed control of a PV powered dc motor driving a self excited 3 phase induction generator for maximum utilization efficiency", **IEEE Trans. Energy Conv.**, v.11, n.4, p.768-773.

Barkle, J.E. Ferguson, R.W. 1954. "Induction generator theory and application", **AIEE Transactions (Electrical Engineering)**, v.83, fev, p.12-19.

Basset, E.D. Potter, F.M. 1935. "Capacitive excitation for induction generators", **AIEE Transactions (Electrical Engineering)**, v.54, mai, p.540-544.

Beluco, A. 1994. **Viabilidade de microcentrais hidrelétricas baseadas no emprego de equipamentos de mercado**, Dissertação de mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). 170p.

Beluco, A. Brito, R.M. Homrich, R.P. Livi, F.P. Motchalov, I.A. 1996. "Controle de tensão e frequência em geradores assíncronos independentes", **7. Congresso Latinoamericano de Control Automatico**, v.1, p.133-139, Buenos Aires, 9-13 set.

Beluco, A. Souza, P.K. Krenzinger, A. 2001a. "**Programas para software MATLAB utilizados na tese 'Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos**

híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica”. Relatório interno, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Beluco, A. Souza, P.K. Krenzinger, A. 2001b. “**Resultados de simulações computacionais utilizados na tese ‘Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica’**”. Relatório interno, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Beluco, A. Costa, F.G.I. Prieb, C.W. Souza, P.K. Krenzinger, A. 2001. “**Resultados experimentais obtidos durante a preparação da tese ‘Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica’**”. Relatório interno, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Bim, E. Szajner, J. Burian, Y. 1989. “Voltage compensation of an induction generator with long shunt connection”, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.4, n.3, p.526-530.

Bonert, R. Hoops, G. 1990. “Stand alone induction generator with terminal impedance controller and no turbine controls”, **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.5, p.28-31.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. [1999] “**Diretrizes para estudos e projetos de pequenas Centrais Hidrelétricas**”, Brasília.

Brito, R.M. Motchalov, I.A. Lupion, G.M. Beluco, A. 1996. “Análise de estabilidade pelos métodos probabilísticos dos algoritmos de controle extremal”, **7. Congresso Latinoamericano de Control Automatico**, v.1, p.1030-1039, Buenos Aires, 9-13 set.

Casacca, M.A. Capobianco, M.R. Salameh, Z.M. 1996. “Lead acid battery storage configurations for improved available capacity”, **IEEE Trans. on En. Conv.**, v.11, n.1, p.139-145.

CASE (International Centre for Application of Solar Energy) 1997. **Project summary sheet n.5: Micro hydro solar diesel hybrid RAPS system**, Perth, Australia.

CASE (International Centre for Application of Solar Energy) 1999. **Project summary sheets**, Perth, Australia. Material de divulgação.

Chan, T.F. 1993. “Capacitance requirements of self excited induction generators”, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.8, n.2, p.304-311.

Chan, T.F. 1994. “Steady state analysis of self excited induction generators”, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.9, n.2, p.288-296.

Chan, T.F. 1996. "Self excited induction generators driven by regulated and unregulated turbines", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.11, n.2, p.338-343.

Chedid, R. Akiki, H. Rahman, S. 1998. "A decision support technique for the design of hybrid solar wind power systems", **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.13, n.1, p.76-83.

Chiang, S.J. Liaw, C.M. Chang, W.C. Chang, W.Y. 1996. "Multi module parallel small battery energy storage system", **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.11, n.1, p.146-154.

Chowdhury, B.H. 1992. "Optimizing the integration of photovoltaic systems with electric utilities", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.7, n.1, p.72-78.

Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). 2001. Resposta por correio eletrônico à solicitação de informações sobre custos de microcentrais hidrelétricas construídas no âmbito de Projetos Institucionais em Convênio com a Secretaria de Estado de Minas, Energia e Telecomunicações.

Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH). 1991. "**Regionalização de vazões do Rio Grande do Sul**", Porto Alegre. 5v.

Couto, M.B. 2000. "**Ensaio de equipamentos de consumo típicos utilizados em sistemas fotovoltaicos**", Dissertação de mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). 124p.

Dokopoulos, P.S. Saramourtsis, A.C. Bakirtzis, A.G. 1996. "Prediction and evaluation of the performance of wind diesel energy systems", **IEEE Trans. on Energy Conversion**, v.11, n.2, p.385-393.

Duffie, J.A. Beckmann, W.A. 1980. "**Solar engineering of thermal processes**", John Wiley & Sons: Nova Iorque, Estados Unidos. 762p.

Enslin, J.H.R. 1991. "Renewable energy as an economic energy source for remote areas", **Renewable Energy**, v.1, n.2, p.243-248.

Frag, A.S. Al-Baiyat, S. 1997. "Optimal design of power systems under constraints of reliability and cost", **Energy Conversion and Management**, v.38, n.7, p.637-645.

Fitzgerald, A.E. Kingsley Jr., C. Umans, S.D. 1992. "**Electric Machinery**", McGraw-Hill: Londres, Inglaterra, 600p. 5.ed.

Fraidenraich, N. Vilela, O.C. 1999. "Avanços em sistemas de abastecimento de água com bombeamento fotovoltaico para comunidades rurais", **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v.4, n.3, p.69-81.

FEPAGRO (Fundação Estadual de Pesquisas Agropecuárias), Seção de Ecologia Agrícola, 1989. "**Atlas agroclimático do Estado do Rio Grande do Sul**", Porto Alegre. 3v.

FEPAGRO (Fundação Estadual de Pesquisas Agropecuárias), Seção de Ecologia Agrícola, 2000. “**Séries de dados utilizadas para preparação do ‘Atlas agroclimático do Estado do Rio Grande do Sul’**”, Dados não publicados, obtidos pessoalmente.

Garcia, F.H. 1999. “**Dimensionamento de sistemas eólicos e fotovoltaicos autônomos e sua integração como sistemas híbridos**”, Dissertação de mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE). Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS). 149p.

Gonzalez, A. Mayer, D. 1991. “Design of a hybrid PV/diesel system from the analysis of the present PV system performance in a dairy farm in Pozoblanco, Spain”, **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.746-749, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Grantham, C. Sutanto, D. Mismail, B. 1989. “Steady state and transient analysis of self excited induction generators”, **IEE Proceedings**, v.136, pt.B, n.2, p.61-68.

Grebe, R. Koch, H. 1991. “ISEE: Renewable Energy Information System”, **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.439-441, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Hallenius, K.E. Vas, P. Brown, J.E. 1991. “The analysis of a saturated self excited asynchronous generator”, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.6, n.2, p.336-341.

Homrich, R.P. Beluco, A. Livi, F.P. (1994) “Geração assíncrona trifásica utilizando gerador assíncrono trifásico”, **Anais do 4. Seminário de Materiais no Setor Elétrico**, p.581-590, 15-18 ago, Curitiba.

Kalaitzakis, K. Vachtsevanos, G. 1982. “Power optimization of wind electric conversion systems integrated into the utility grid”, **Wind Engineering**, v.6, n.1, p.24-36.

Kaltschmitt, M. Voss, A. 1991. “Methodological approaches for the estimation of a capacity credit of a grid connected photovoltaic electricity generation”, **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.486-489, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Kellogg, M.H. Nehrir, M.H. Venkataramanan, G. Gerez, V. 1998. “Generation unit sizing and cost analysis for stand alone wind, photovoltaic and hybrid wind/PV systems”, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.13, n.1, p.70-75.

Kieling, M. 2001. Correspondência pessoal.

Kittredge, C.P. 1961. “Centrifugal pumps used as hydraulic turbines”, **Transactions of the ASME**, jan, p.74-78.

Kruangpradit, P. Tayati, W. 1996. “Hybrid renewable energy system development in Thailand”, **Renewable Energy**, v.8, n.1, p.514-517.

Langsdorf, A.S. 1955. “**Theory of alternating-current machinery**”, 2.ed. McGraw-Hill: Nova Iorque, Estados Unidos. 666p.

Lasnier, F. Ang, T.G. 1990. “**Photovoltaics Engineering Handbook**”, Adam Hilger: Bristol, Inglaterra. 568p.

Lovins, A.B. 1979. “**Soft energy paths - toward a durable peace**”, Harper Colophon: Nova Iorque, Estados Unidos. 234p.

Luther, J. Schumacher-Grohn, J. 1991. “INSEL. A simulation system for renewable electrical energy supply systems”, **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.457-460, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Maguire, T.L. Gole, A.M. 1993. “Apparatus for supplying an isolated dc load from a variable speed self excited induction generator”, **IEEE Trans. En. Conv.**, v.8, n.3, p.468-475.

Malik, N.H. Al-Bahrani, A.H. 1990. “Influence of terminal capacitor on the performance characteristics of a self excited induction generator”, **IEE Proc.**, v.137, pt.C, n.2, p.168-173.

Malik, N.H. Haque, S.E. 1986. “Steady state analysis and performance of an isolated self excited induction generator”, **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.1, n.3, p.134-140.

Malik, N.H. Mazi, A.A. 1987. “Capacitance requirements for isolated self excited induction generators”, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.EC-2, n.1, p.62-69.

Marchetti, G.P. Piccolo, M. 1991. “Mathematical models for the construction of a renewable energy hybrid plant”, **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.728-733, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Maycock, P.D. 1997. PV News, v.16, p.1. In: Colle, S. Rüther, R. Mesquita, L. Reguse, W. Drehmer, E. Ingham, J. M. Baschiroto, L. Abreu S. L. Mantelli, S. Colle, F. 1998. “**Fontes não convencionais de energia**”, Publicação do Laboratório de Energia Solar da UFSC, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). 160p.

Maycock, P.D. 1998. PV News, v.17, p.1. In: Colle, S. Rüther, R. Mesquita, L. Reguse, W. Drehmer, E. Ingham, J. M. Baschiroto, L. Abreu S. L. Mantelli, S. Colle, F. 1998. “**Fontes não convencionais de energia**”, Publicação do Laboratório de Energia Solar da UFSC, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). 160p.

McVeigh, J.C. 1977. “**Energia solar**”, CETOP: Lisboa, Portugal. 238p.

Moura, J.F.C. 1996. “**Caracterização de baterias automotivas para uso solar fotovoltaico**”, Dissertação de mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). 87p.

Motchalov, I.A. Brito, R.M. Lupion, G.M. Beluco, A. 1997. "Controle extremal em presença de perturbações monótonas", **EGATEA, Revista da Escola de Engenharia**, v.25, n.1, p.57-66.

Motchalov, I.A. Lupion, G.M. Brito, R.M. Beluco, A. 1996. "Real time control of extremal objects", **21st Workshop on Real Time Programming**, p.185-186, 4-6 jun, Gramado.

Northern Power Systems [1998] "**Northern provides power for brazilian community**", Informativo para divulgação de projeto, para circulação limitada. 2p.

NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) 1982. "**Evaluating electrification experience: a guide to the social evaluation of small hydroelectric units in lesser developed countries**", Publicação preparada para o National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), conforme o Acordo de Cooperação AID/DSAN CA 0226 com a U.S. Agency for International Development (AID). 102p.

Ouazene, L. McPherson, G. 1983. "Analysis of the isolated induction generator", **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v.PAS-102, n.8, p.2793-2798.

Quaschnig, V. Hanitsch, R. 1996. "Numerical simulation of current voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells", **Solar Energy**, v.56, n.6, p.513-520.

Rahim, Y.H.A. 1993. "Excitation of isolated three phase induction generator by a single capacitor", **IEE Proceedings**, v.140, pt.B, n.1, p.44-50.

Rajakaruna, S. Bonert, R. 1993. "A technique for the steady state analysis of a self excited induction generator with variable speed", **IEEE Trans. on En. Conv.**, v.8, n.4, p.757-761.

Ramakumar, R. Abouzahr, I. Ashenayi, K. 1992. "A knowledge based approach to the design of integrated renewable energy systems", **IEEE Trans. En. Conv.**, v.7, n.4, p.648-659.

Reismayr, D. 1991. "PV system without charge controller for grid connected and stand alone operation", **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.728-733, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Salameh, Z.M. Casacca, M.A. Lynch, W.A. 1992. "A mathematical model for lead acid batteries", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.7, n.1, p.93-97.

Say, M.G. 1989. "**Alternating current machines**", Longman Scientific & Technical: Essex, Inglaterra, 636p, 5.ed.

Scartazzini, L.S. Lanna, A.E. Risso, A. 1994. "Inventário do potencial hidráulico de pequenas bacias com aplicação de sistema de informações geográficas", **Revista Brasileira de Engenharia**, Caderno de Recursos Hídricos, v.12, n.1, p.55-70.

Seeling Hochmuth, G.C. 1997. "A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid PV energy systems", **Solar Energy**, v.61, n.2, p.77-88.

Shridhar, L. Singh, B. Jha, C.S. 1993. "A step towards improvements in the characteristics of self excited induction generator", **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.8, n.1, p.40-46.

Shridhar, L. Singh, B. Jha, C.S. Singh, B.P. Murthy, S.S. 1995. "Selection of capacitors for the self regulated short shunt self excited induction generator", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.10, n.1, p.10-17.

Singh, B. 1995. "Induction generators, a prospective", **Electric Machines and Power Systems**, v.23, p.163-177.

Singh, S.P. Singh, B. Jain, M.P. 1990. "Performance characteristics and optimum utilization of a cage machine as capacitor excited induction generator", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.5, n.4, p.679-684.

Singh, S.P. Singh, B. Jain, M.P. 1993. "Comparative study on the performance of a commercially designed induction generator with induction motors operating as self excited induction generators", **IEE Proceedings**, pt.C, v.40, n.5, p.374-380.

Stepanoff, A.J. 1967. "**Centrifugal and axial flow pumps**", Theory, design and application. John Wiley & Sons: Nova Iorque, Estados Unidos, 462p.

Tripathy, S.C. Mishra, I.P. 1996. "Dynamic performance of wind diesel power system with capacitive energy storage", **Energy Conversion and Management**, v.37, n.12, p.1787-1798.

Tripathy, S.C. 1997a. "Dynamic simulation of hybrid wind diesel power generation system with superconducting magnetic energy storage", **En. Conv. Manag.**, v.38, n.9, p.919-930.

Tripathy, S.C. 1997b. "Improved load frequency control with capacitive energy storage", **Energy Conversion and Management**, v.38, n.6, p.551-562.

Tripathy, S.C. Kalantar, M. Balasubramanian, R. 1991. "Dynamics and stability of wind and diesel turbine generators with superconducting magnetic energy storage unit on an isolated power system", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.6, n.4, p.579-585.

Tripathy, S.C. Kalantar, M. Balasubramanian, R. 1992. "Dynamics and stability of a hybrid wind diesel power system", **Energy Conv. and Manag.**, v.33, n.12, p.1063-1072.

Tripathy, S.C. Kalantar, M. Balasubramanian, R. 1993a. "Practical simulation of a wind turbine driven self excited induction generator", **En. Conv. Manag.**, v.34, n.3, p.187-199.

Tripathy, S.C. Kalantar, M. Rao, N.D. 1993b. "Dynamics and stability of a wind stand alone power system", **Energy Conversion and Management**, v.34, n.8, p.627-640.

Tripathy, S.C. Kalantar, M. Rao, N.D. 1993c. "Wind turbine driven self excited induction generator", **Energy Conversion and Management**, v.34, n.8, p.641-648.

Twidell, J.W. Weir, A. D. 1986. "**Renewable Energy Resources**", Chapman and Hall: Londres, Inglaterra. 440p.

Vachtsevanos, G. Kang, H. 1989. "Simulation studies of islanded behavior of grid connected photovoltaic systems", **IEEE Trans. on Energy Conv.**, v.4, n.2, p.177-183.

Van Dijk, V.A.P. Alsema, E.A. Albers, R.A.W. Degner, T. Gabler, H. Wiemken, E. 1991. "Autonomous photovoltaic system with auxiliary source for battery charging", **10th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p.728-733, 8-12 abr, Lisboa, Portugal.

Wagner, C.F. 1939. "Self excitation of induction motors", **AIEE Transactions (Electrical Engineering)**, v.58, fev, p.47-51.

Wagner, C.F. 1941. "Self excitation of induction motors with series capacitors", **AIEE Transactions (Electrical Engineering)**, v.60, p.1241-1247.

Watson, D.B. Milner, I.P. 1985a. "Autonomous and parallel operation of self excited induction generators", **Int. Journal Electrical Engineering Education**, v.22, p.365-374.

Watson, D.B. Watson, R.M. 1985b. "Microprocessor control of a self excited induction generator", **International Journal of Electrical Engineering Education**, v.22, p.69-82.

Apêndice A. Elaboração do índice de complementariedade entre as amplitudes

A definição do índice de complementariedade foi apresentada na seção 2. 5, juntamente com a elaboração dos subíndices de complementariedade no tempo, de complementariedade de energia e de complementariedade entre as amplitudes. As equações desenvolvidas para esses índices são razoavelmente simples, para descrever comportamentos também simples, com exceção do índice de complementariedade entre as amplitudes.

Esse índice é definido para incluir na avaliação a diferença entre as disponibilidades máxima e mínima das fontes de energia. No caso de uma das fontes não apresentar diferença de disponibilidade ao longo do período considerado, é impossível considerá-la para fins de complementariedade. Se as duas fontes a mesma proporção entre disponibilidades máxima e mínima, podem ser consideradas como complementares. Mas se apresentarem uma diferença muito grande, não se mostrarão complementares de um modo ideal.

A diferença d_s é sempre maior que um, e pode ser considerada constante em uma área de dimensões razoáveis. Essa diferença depende da radiação solar, e apresentará variações maiores conforme se mostre mais longa na direção norte sul que na direção leste oeste. No caso de d_h ser igual a d_s , tem-se a complementariedade perfeita entre as amplitudes, e o índice deve ser igual à unidade. A diferença d_h apresenta valor mínimo igual à um. Nesse caso, o índice deve ser igual a zero. E d_h pode assumir valores teoricamente bastante grandes, o que faz com que o índice afaste-se do valor máximo, tendendo a zero, conforme d_h tenda a infinito.

Esse comportamento do índice, em função de d_h , para um determinado valor de d_s , aparece ilustrado na FIGURA A. 1. No desenvolvimento do índice i_a , descrito a seguir, e nessa figura, considera-se $d_s=2$. É interessante que a curva mostre-se suave e contínua, que apresente inclinação zero quando as proporções forem iguais e que se mostre o mais simétrica possível em torno de um eixo vertical traçado em d_h igual a d_s . E é interessante também que seja possível construir uma expressão matemática que permita o cálculo rápido do índice.

Não há uma expressão matemática óbvia para a função mostrada nessa figura!

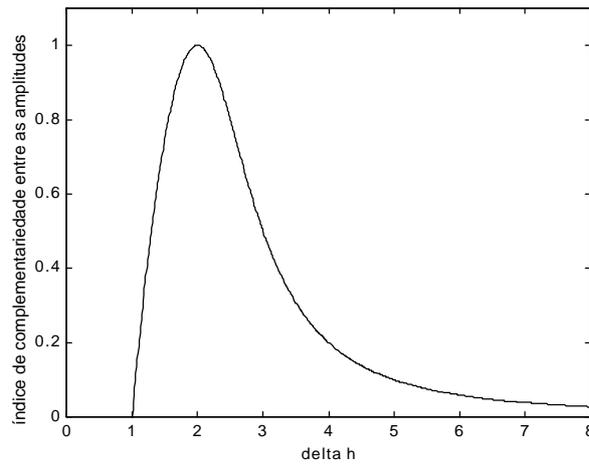


FIGURA A. 1. Comportamento do índice i_a , em função de d_h , para d_s igual a 2.

O desenvolvimento de uma equação para o índice i_a pode ser iniciado com a curva de Agnesi, descrita pela equação abaixo, para y em função de x , e ilustrada na FIGURA A. 2 (a). A função é simétrica em torno de I , e tem altura máxima igual ao dobro de a .

Essa curva pode ser adaptada para que seu valor máximo seja igual a 1, e que esse valor coincida com a abscissa d_s , resultando na equação seguinte, denominada como y_1 , com variável independente d_h . Essa nova função aparece ilustrada na FIGURA A. 2 (b).

$$y = \frac{8a^3}{(x - I)^2 + 4a^2}, \quad a=1, \quad I=0.$$

$$a=1/2, \quad I=d_s=2, \quad y_1 = \frac{1}{1 + (d_h - d_s)^2}.$$

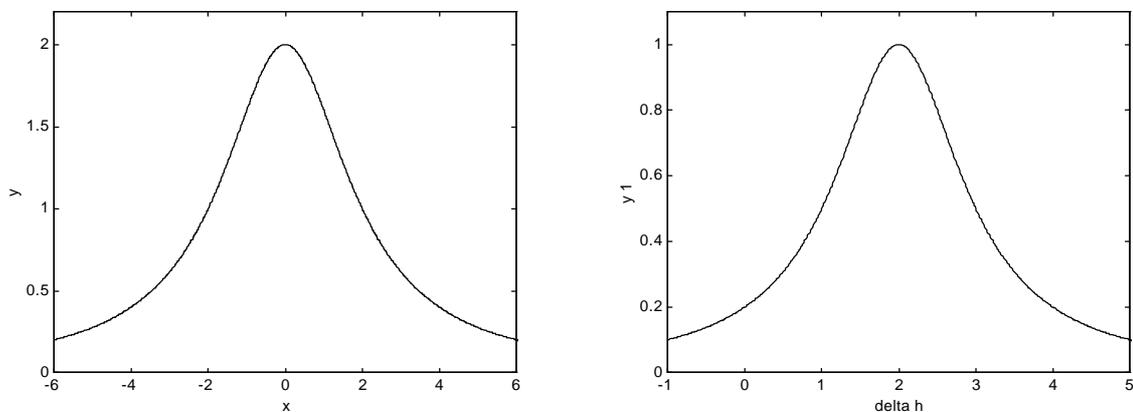


FIGURA A. 2. (a) Curva de Agnesi para a igual a 1 e I igual a 0. (b) Adaptação da curva de Agnesi com a igual a $1/2$, centrada em d_h igual a d_s , com d_s igual a 2, denominada como y_2 , com variável independente d_h .

A função y_2 pode ser utilizada na composição da função desejada para i_a , correspondendo ao trecho a partir de \mathbf{d}_h igual a \mathbf{d}_s até o infinito. Resta então desenvolver uma função que se encaixe em y_1 entre 1 e \mathbf{d}_s . Antes disso, uma pequena modificação em y_1 , conforme apresentada abaixo, suaviza as inclinações próximo aos valores máximos e em função de \mathbf{d}_s . Essa suavização facilita o “encaixe” com a outra função.

$$y_1 = \frac{(1 - \mathbf{d}_s)^2}{(1 - \mathbf{d}_s)^2 + (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)^2}$$

Na medida em que podem ser definidas três condições de contorno, parece adequado que a outra função, y_2 , seja uma função quadrática. Sendo assim, a equação a seguir fornece uma função com três constantes a serem determinadas. As constantes assumem os valores apresentados, como consequência das condições enumeradas.

$$y = ax^2 + bx + c \quad \begin{array}{l} i_a(\mathbf{d}_h = 1) = 0 \\ \frac{\partial i_a}{\partial \mathbf{d}_h}(\mathbf{d}_h = \mathbf{d}_s) = 0, \\ i_a(\mathbf{d}_h = \mathbf{d}_s) = 1 \end{array} \quad \begin{array}{l} a = -\frac{1}{(1 - \mathbf{d}_s)^2} \\ b = 0 \\ c = 1 \end{array} .$$

A função y_2 , com variável independente \mathbf{d}_h , centrada no valor de \mathbf{d}_s , é apresentada a seguir. A FIGURA A. 3 ilustra as funções y_1 , em linha tracejada, e y_2 , em linha cheia. Pode-se observar que a junção da primeira metade da linha cheia com a segunda metade da linha tracejada coincide com a função da FIGURA A. 1.

$$y_2 = 1 - \frac{(\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_f)^2}{(1 - \mathbf{d}_f)^2} .$$

A composição das funções y_1 e y_2 pode ser realizada multiplicando-se a primeira por uma função f_1 , que seja nula a partir de \mathbf{d}_s , e multiplicando-se a segunda por uma função f_2 , nula antes de \mathbf{d}_s . A função abaixo é a função desejada e pode já ser denominada como i_a .

$$i_a = y_1 f_1 + y_2 f_2 \quad \begin{array}{l} \lim_{p_h \rightarrow 1} i_a = 0 \\ \lim_{p_h \rightarrow p_s} i_a = 1 \\ \lim_{p_h \gg p_s} i_a = 0 \end{array}$$

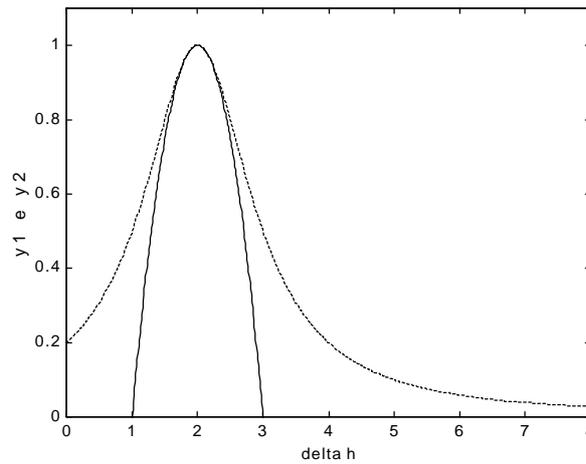


FIGURA A. 3. Sobreposição das funções y_1 , em linha tracejada, e y_2 , em linha cheia.

A função f_1 pode ser obtida a partir da função tangente hiperbólico, ilustrada na FIGURA A. 4 (a). É necessário reduzir os valores mínimo e máximo respectivamente a 0 e 1, centrar a função em \mathbf{d}_s e elevar a derivada nesse ponto ao infinito. A função f_1 enunciada abaixo e ilustrada na FIGURA A. 4 (b) satisfaz esses quesitos. A derivada de f_1 , mostrada em seguida, atinge em \mathbf{d}_s o valor 2^7 , suficiente para os objetivos propostos.

$$f_1 = \frac{1}{2} \left\{ 1 + \tanh \left[2^8 (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s) \right] \right\} \quad \frac{\partial f_1}{\partial \mathbf{d}_h} = 2^7 \operatorname{sech} \left[2^8 (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s) \right]$$

A função f_2 também pode ser obtida a partir da função tangente hiperbólico, multiplicada por -1 , ilustrada na FIGURA A. 5 (a), da mesma forma e seguindo os mesmos quesitos que f_1 . A função f_2 é enunciada abaixo e ilustrada na FIGURA A. 5 (b). A derivada de f_2 , mostrada em seguida, atinge em \mathbf{d}_s o valor -2^7 .

$$f_2 = \frac{1}{2} \left\{ 1 - \tanh \left[2^8 (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s) \right] \right\} \quad \frac{\partial f_2}{\partial \mathbf{d}_h} = -2^7 \operatorname{sech} \left[2^8 (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s) \right]$$

O resultado da composição é enunciado abaixo. A FIGURA A. 6 apresenta o índice i_a para vários \mathbf{d}_s e mostra como as funções se mostram suaves e contínuas.

$$i_a = \frac{1}{2} \left[1 - \frac{(\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)^2}{(1 - \mathbf{d}_s)^2} \right] \cdot \left\{ 1 - \tanh \left[2^8 (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s) \right] \right\} + \\ + \frac{1}{2} \left[\frac{(1 - \mathbf{d}_s)^2}{(1 - \mathbf{d}_s)^2 + (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s)^2} \right] \cdot \left\{ 1 + \tanh \left[2^8 (\mathbf{d}_h - \mathbf{d}_s) \right] \right\}$$

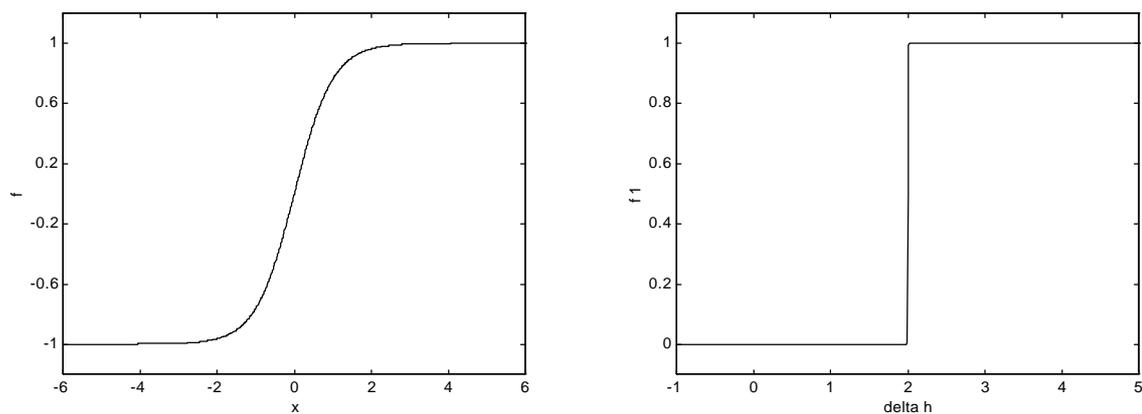


FIGURA A. 4. (a) Função tangente hiperbólico. (b) Adaptação da função tangente hiperbólico para desenvolvimento do índice i_a .

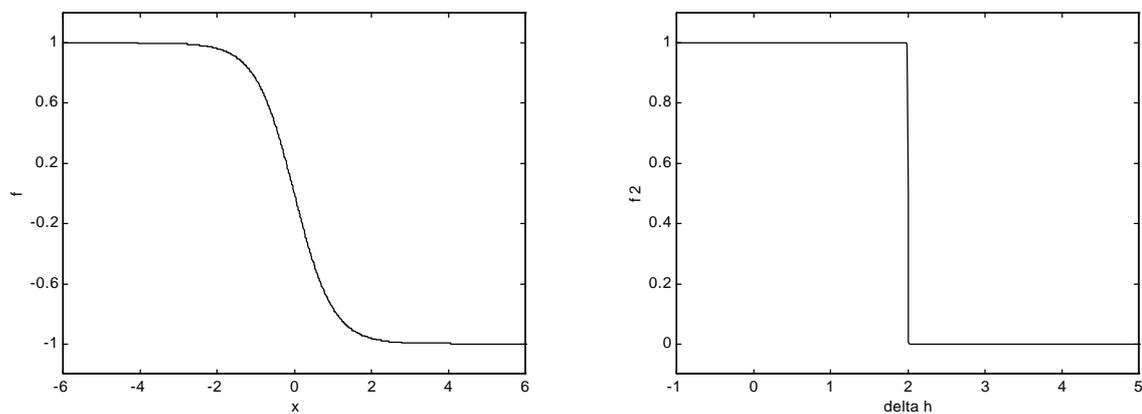


FIGURA A. 5. (a) Função tangente hiperbólico, multiplicada por -1 . (b) Adaptação da função tangente hiperbólico, multiplicada por -1 , para desenvolvimento do índice i_a .

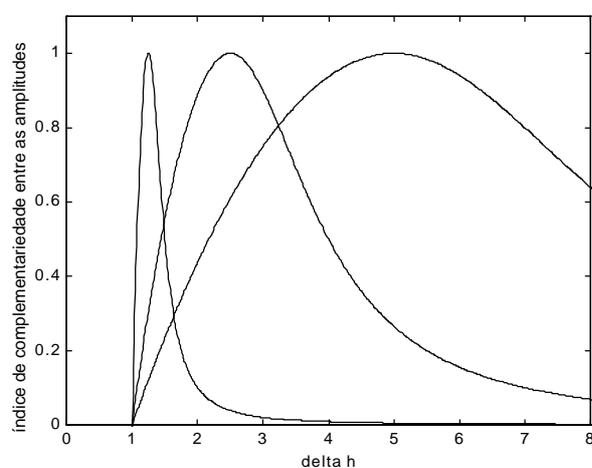


FIGURA A. 6. Índice i_a para valores de d_s iguais a 1,5, 2,5 e 5.

Os gráficos e curvas da FIGURA B. 1 a FIGURA B. 14 mostram os valores totais mensais para precipitação e a radiação incidente para os períodos selecionados para as estações listadas acima.

Os valores dos índices de complementariedade no tempo e entre as amplitudes para cada estação foram obtidos avaliando qualitativamente tanto os gráficos de barras quanto as curvas. Alguns valores mostram-se óbvios, mas outros resultam de uma avaliação subjetiva.

As curvas foram obtidas por um ajuste por mínimos quadrados para os dados mostrados em barras. As curvas ajustadas têm a seguinte forma:

$$y = y_0 + y_1 \text{sen } \omega t + y_2 \text{cos } \omega t + y_3 \text{sen } 2\omega t + y_4 \text{cos } 2\omega t$$

onde ω é igual a $(\pi/6)$.

Para a estação de Caxias do Sul estabeleceu-se que o valor mínimo de radiação solar ocorre no mês de julho, enquanto o valor mínimo de precipitação ocorre no mês de março. Da mesma forma, estabeleceu-se que para a estação de Encruzilhada do Sul a radiação solar mínima ocorre em junho e a precipitação mínima em janeiro.

Para a estação de Caxias do Sul, estabeleceu-se que a radiação solar varia entre 230 e 550 MJ/m²/mês, e a precipitação entre 120 e 200 mm/mês. Para Encruzilhada do Sul, estabeleceu-se respectivamente, 270 e 650 MJ/m²/mês, 100 e 148 mm/mês.

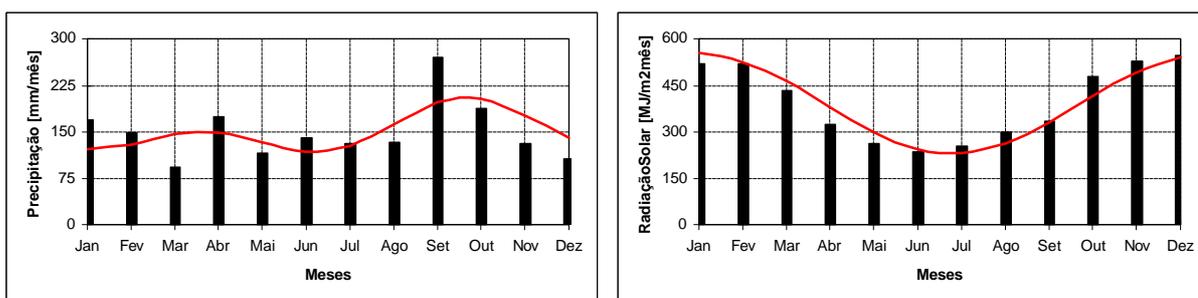


FIGURA B. 1. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Caxias do Sul, RS.

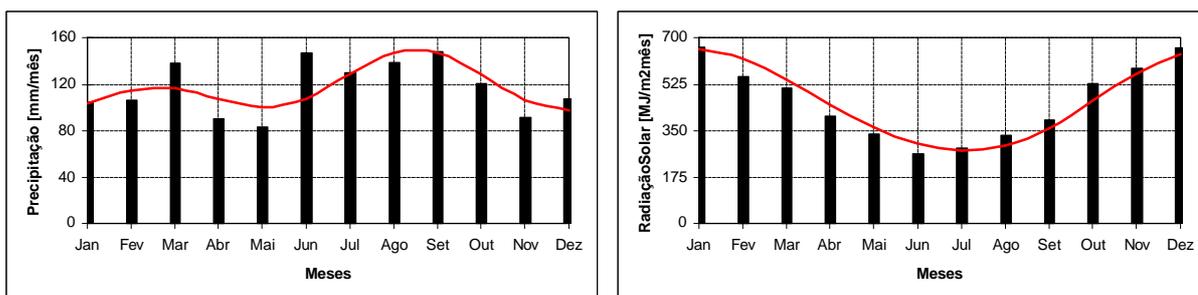


FIGURA B. 2. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Encruzilhada do Sul, RS.

Para as estações de Júlio de Castilhos, Osório, Quaraí e Rio Grande, a radiação solar mínima ocorre no mês de julho, enquanto as precipitações mínimas ocorrem respectivamente nos meses de janeiro, junho, agosto e maio. A radiação solar varia respectivamente entre 250 e 620, 250 e 520, 260 e 630, e 235 e 640 MJ/m²/mês, e a precipitação entre 115 e 140, 85 e 180, 80 e 145, e 80 e 130 mm/mês.

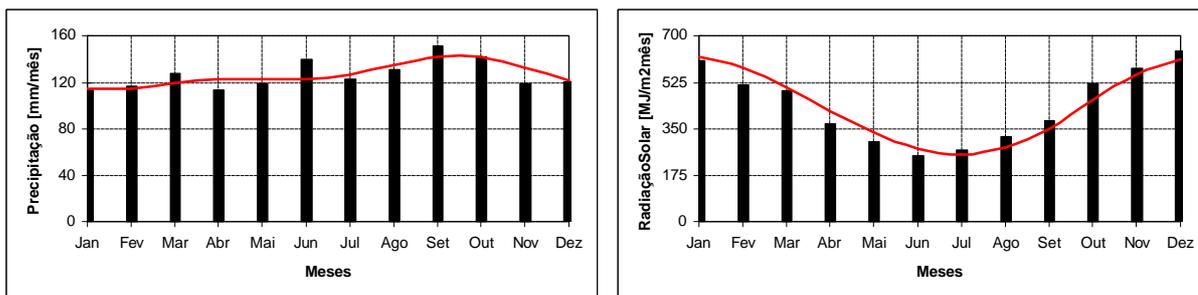


FIGURA B. 3. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Júlio de Castilhos, RS.

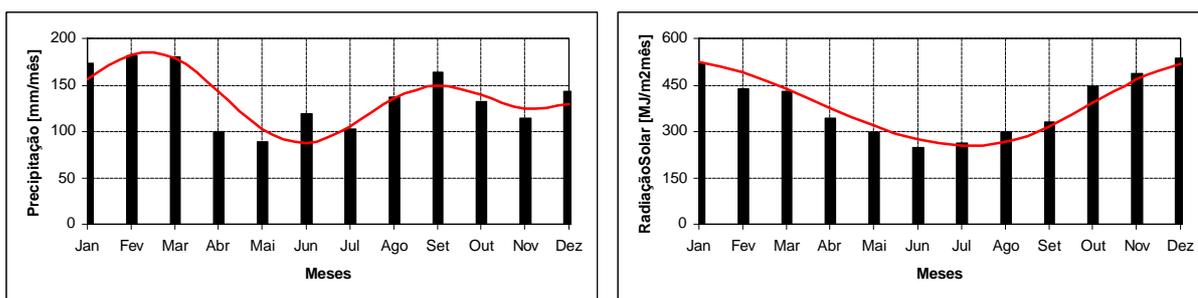


FIGURA B. 4. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Osório, RS.

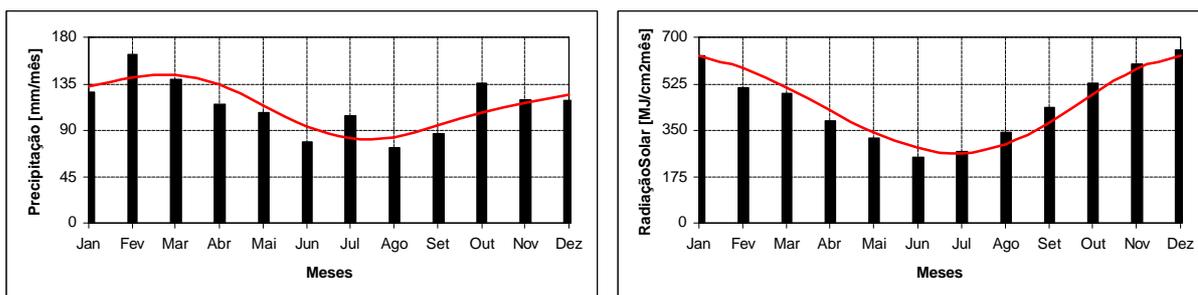


FIGURA B. 5. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Quaraí, RS.

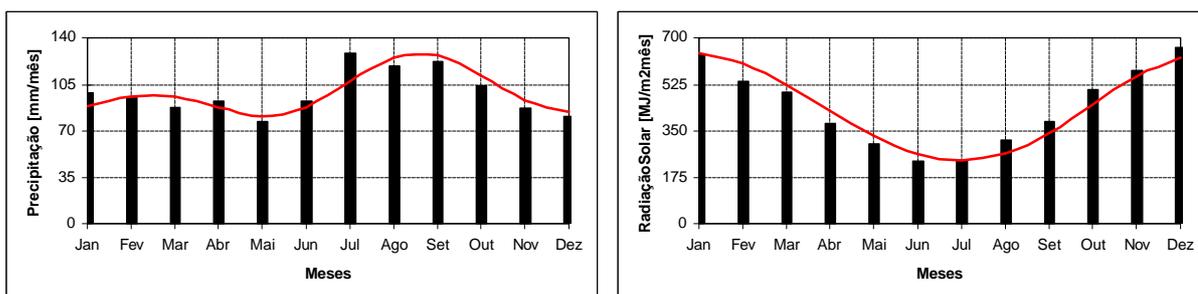


FIGURA B. 6. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Rio Grande, RS.

Para as estações de Santa Maria, Santa Rosa, São Borja e São Gabriel, a radiação solar mínima ocorre no mês de julho, enquanto as precipitações mínimas ocorrem respectivamente nos meses de janeiro, fevereiro, janeiro (ou julho) e janeiro. A radiação solar varia respectivamente entre 245 e 605, 270 e 605, 275 e 670, e 265 e 650 MJ/m²/mês, e a precipitação entre 120 e 152, 127 e 162, 100 e 180, e 95 e 135 mm/mês.

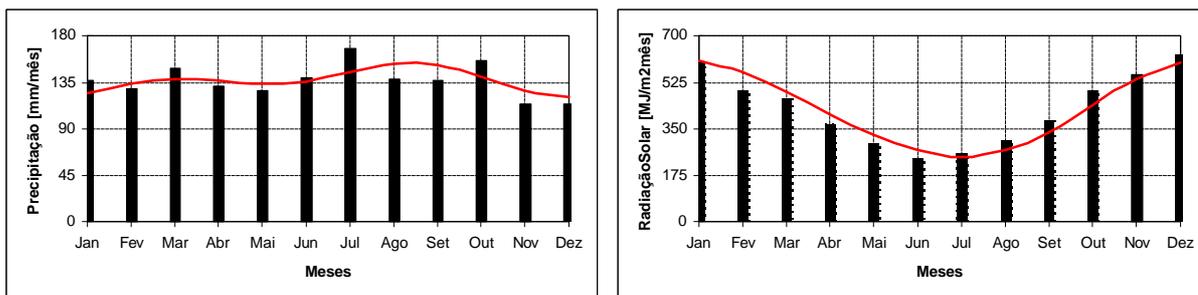


FIGURA B. 7. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Santa Maria, RS.

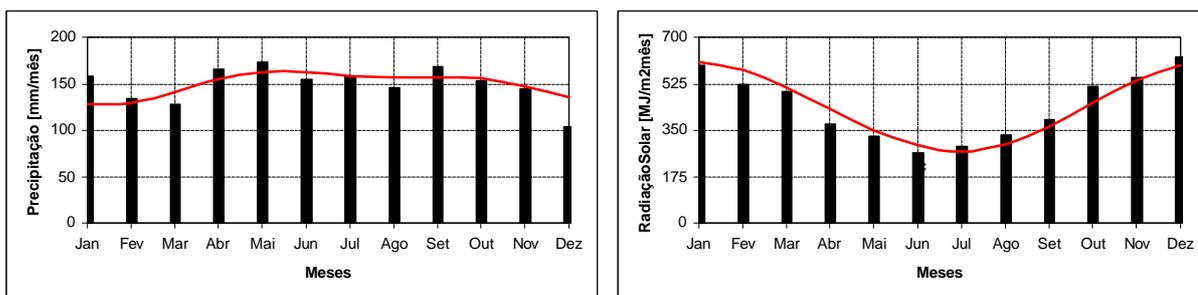


FIGURA B. 8. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Santa Rosa, RS.

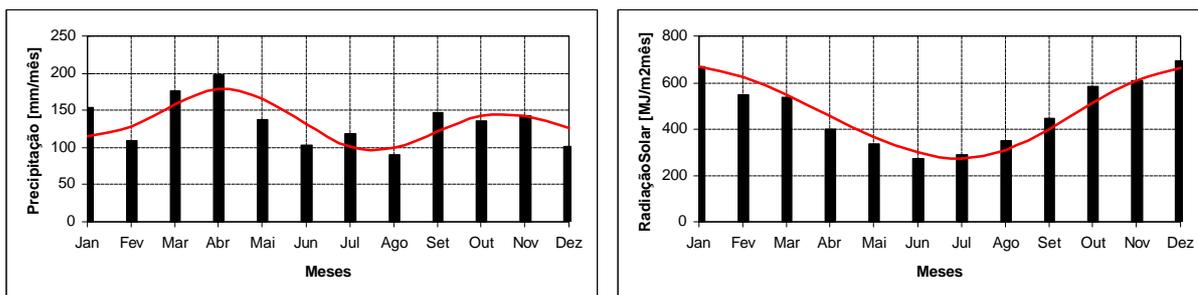


FIGURA B. 9. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em São Borja, RS.

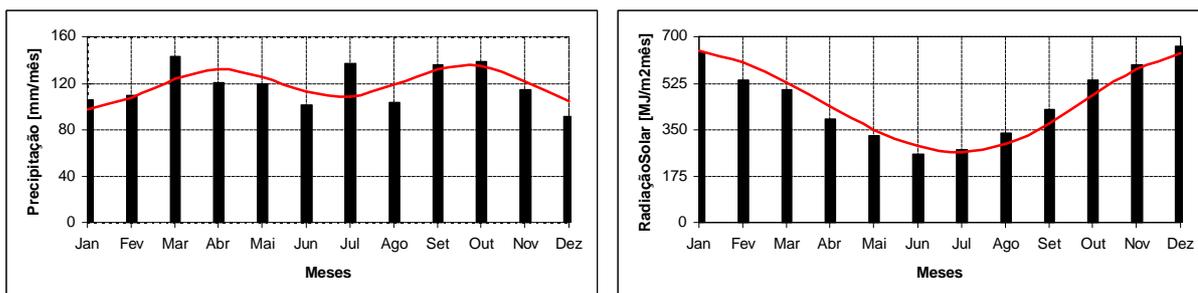


FIGURA B. 10. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em São Gabriel, RS.

Para as estações de Taquari, Uruguaiana, Vacaria e Veranópolis, a radiação solar mínima ocorre no mês de julho, enquanto as precipitações mínimas ocorrem respectivamente nos meses de janeiro (ou maio), julho (ou agosto), maio e maio. A radiação solar varia respectivamente entre 260 e 610, 280 e 640, 290 e 640, e 290 e 680 MJ/m²/mês, e a precipitação entre 110 e 145, 65 e 145, 90 e 150, e 105 e 170 mm/mês.

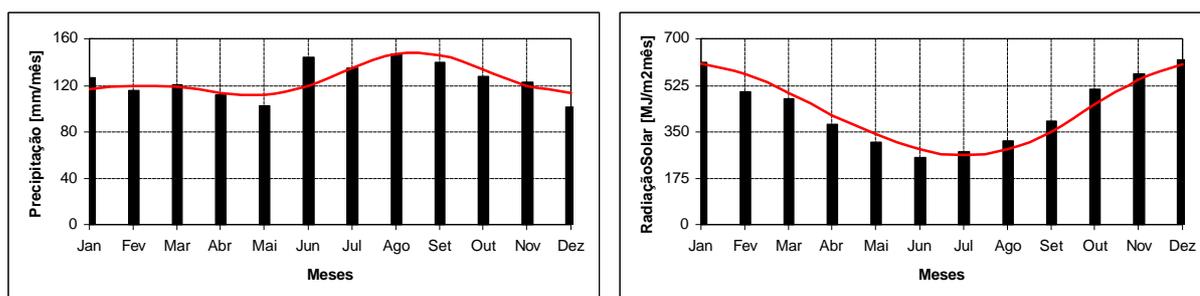


FIGURA B. 11. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Taquari, RS.

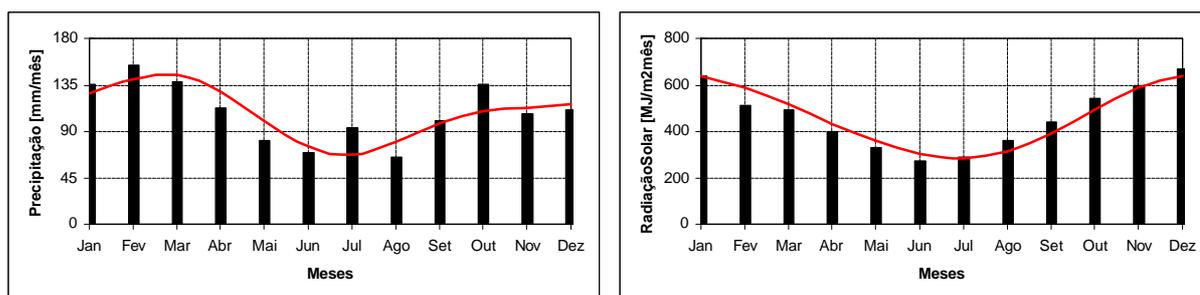


FIGURA B. 12. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Uruguaiana, RS.

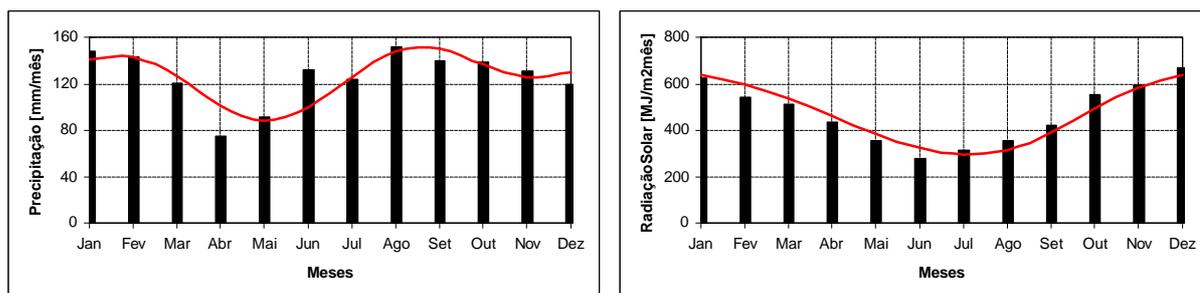


FIGURA B. 13. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Vacaria, RS.

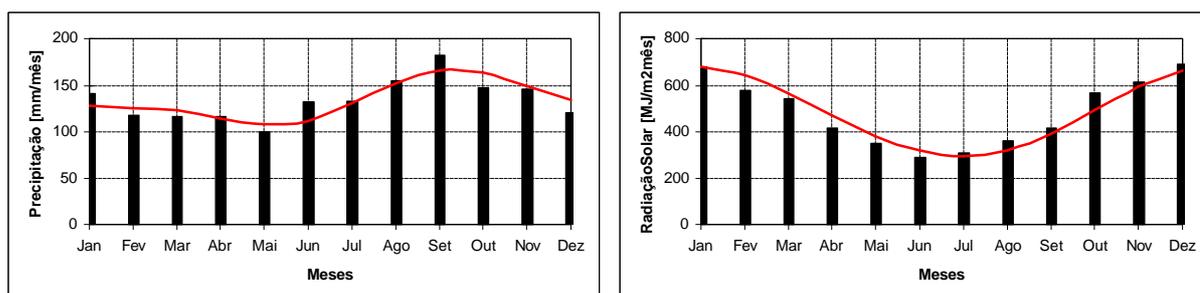


FIGURA B. 14. Precipitação e radiação solar mensais na estação da FEPAGRO em Veranópolis, RS.

Então, o cálculo do índice de complementariedade no tempo, segundo a equação (2.19), fornece para Caxias do Sul o valor de 0,67, para Encruzilhada do Sul, 0,83, para Júlio de Castilhos, 1,00, Osório, 0,17, Quaraí, 0,17, Rio Grande, 0,33, para Santa Maria, 1,00, para Santa Rosa, 0,83, para São Borja, 1,00, para São Gabriel, 1,00, para Taquari, 1,00, para Uruguaiana, 0,00, para Vacaria, 0,33, para Veranópolis, 0,33. Esses valores foram utilizados para composição do mapa da FIGURA 2. 10.

O cálculo do índice de complementariedade entre as amplitudes fornece para Caxias do Sul o valor de 0,90, para Encruzilhada do Sul, 0,80, para Júlio de Castilhos, 0,51, Osório, 1,00, Quaraí, 0,94, Rio Grande, 0,85, para Santa Maria, 0,58, para Santa Rosa, 0,63, para São Borja, 0,94, para São Gabriel, 0,75, para Taquari, 0,66, para Uruguaiana, 1,00, para Vacaria, 0,93, para Veranópolis, 0,89. Esse cálculo foi efetuado a partir de uma adaptação da equação (2.22), onde as diferenças d_f e d_h foram avaliadas pela diferença dos valores mínimo e máximo, adimensionalizada pelo respectivo valor máximo, e depois foram utilizadas no cálculo do índice de complementariedade entre as amplitudes conforme definido pela equação (2.22). Os valores obtidos foram utilizados para composição do mapa da FIGURA 2. 11.

Por fim, o mapa da FIGURA 2. 12 foi construído pelo produto desses índices por um índice de complementariedade de energia unitário para todo o Estado do Rio Grande do Sul. Dessa forma, o cálculo do índice final de complementariedade, segundo a equação (2.23), fornece para Caxias do Sul o valor de 0,60, para Encruzilhada do Sul, 0,66, para Júlio de Castilhos, 0,51, Osório, 0,17, Quaraí, 0,16, Rio Grande, 0,28, para Santa Maria, 0,58, para Santa Rosa, 0,53, para São Borja, 0,94, para São Gabriel, 0,75, para Taquari, 0,66, para Uruguaiana, 0,00, para Vacaria, 0,31, para Veranópolis, 0,29.

Considerando o conjunto de catorze estações acima, foram calculadas as médias dos valores mínimos e máximos, que resultaram em $256,4922\text{MJ/m}^2/\text{mês}$ e $639,6562\text{MJ/m}^2/\text{mês}$. Essas médias foram adimensionalizadas para um valor de base de 1000W/m^2 (conforme a TABELA 3. 1), e utilizadas para determinar, por tentativa e erro, os valores necessários para as potências $p_s^{\text{máx mín}}$ e $p_s^{\text{máx máx}}$, da equação (3.12), para reproduzir essas médias. Os valores finais encontrados foram $0,37108\text{W/m}^2$ (indicado na nota de rodapé da página 57), no solstício de inverno (dia 91), e $0,67783\text{W/m}^2$ (indicado na nota de rodapé da página 57), no solstício de verão (dia 273). Nesses dias, as energias diárias adimensionalizadas disponíveis, respectivamente, são de 0,0984 e 0,2480, resultando em um valor de 1,1496 para a diferença d_f , com perfil de demanda constante. Os perfis mostrados na FIGURA 3. 30 foram construídos para apresentar o mesmo consumo diário e, conseqüentemente, o mesmo valor para d_f .

O segundo conjunto de dados foi obtido corresponde aos dados de vazão e de radiação solar utilizados nas simulações computacionais para avaliação da “aderência” das idealizações em relação à realidade. Esses dados correspondem a uma série de dez anos, apresentados nas figuras a seguir.

Observa-se claramente como as curvas de radiação solar máxima diária incidente sobre um plano horizontal apresentam um comportamento semelhante ao das figuras anteriores. O primeiro dia do ano em cada figura é 01 de janeiro.

As curvas de vazão apresentam variações bastante fortes, mas pode-se afirmar que apresentam seus períodos de estiagem aproximadamente coincidentes com os períodos de estiagem das curvas de radiação solar, levando a uma complementariedade no tempo nula.

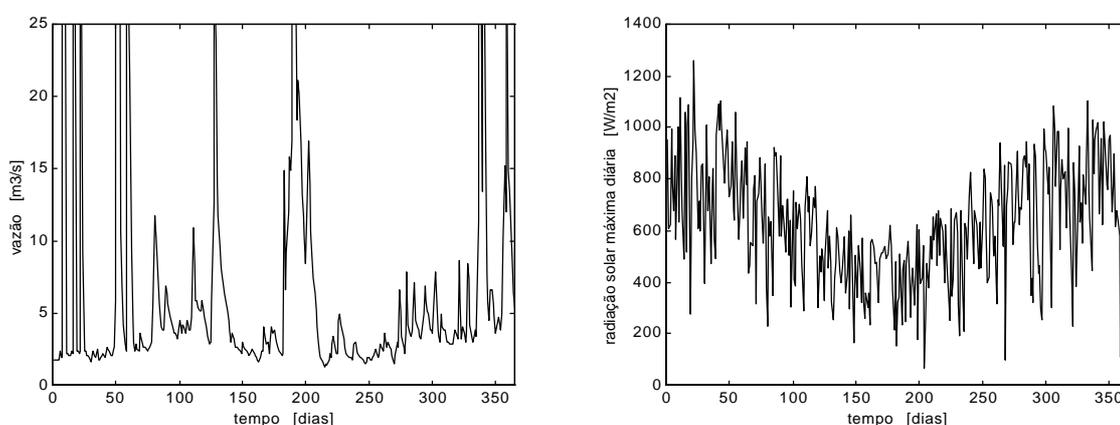


FIGURA B. 15. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao primeiro ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

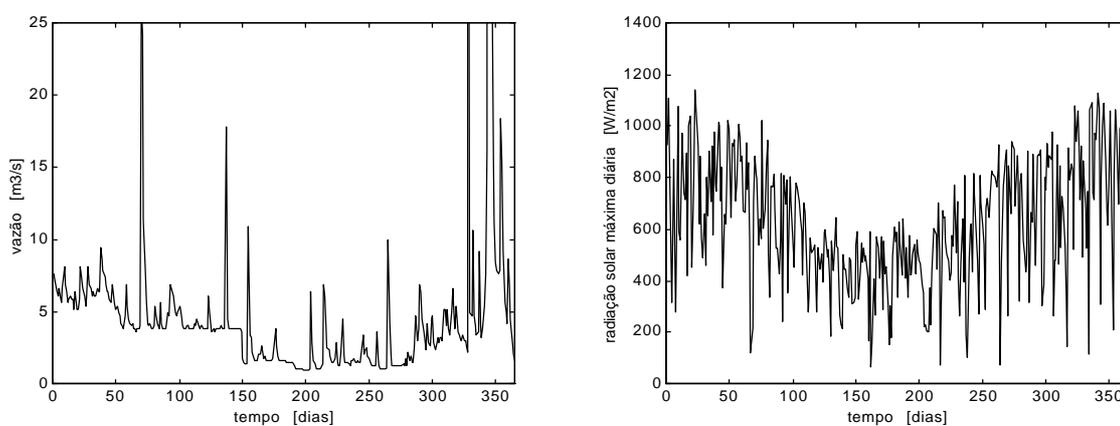


FIGURA B. 16. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao segundo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

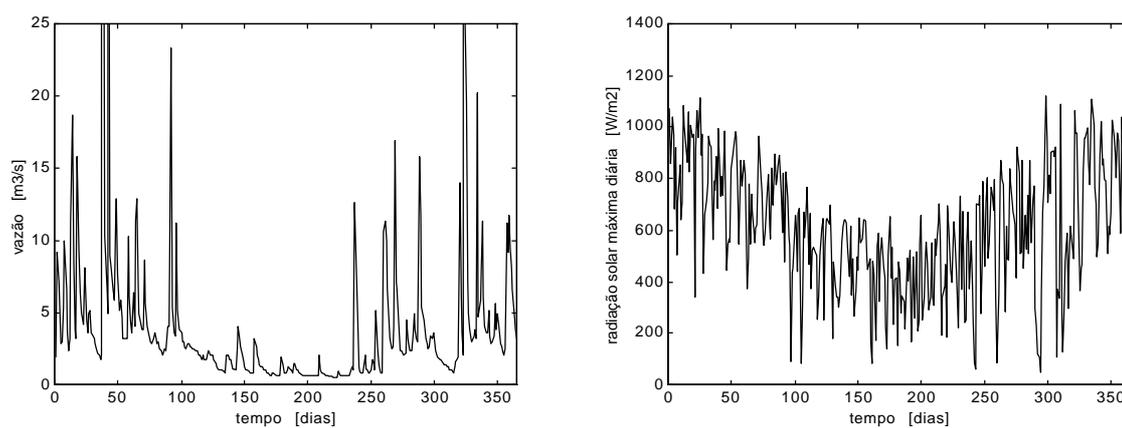


FIGURA B. 17. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao terceiro ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

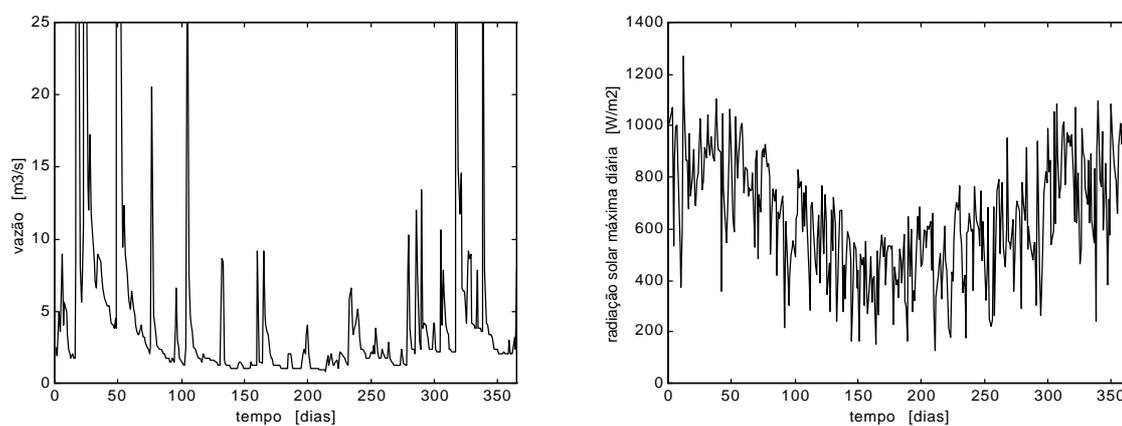


FIGURA B. 18. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao quarto ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

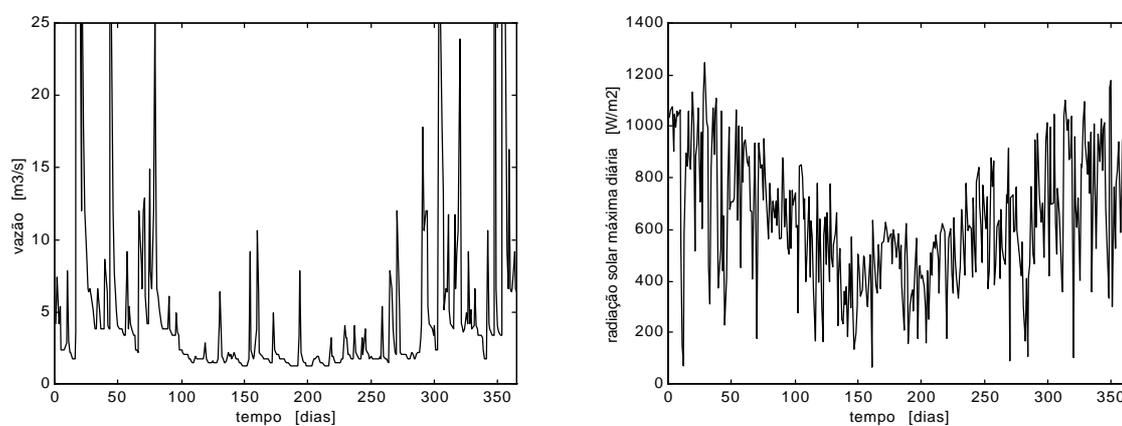


FIGURA B. 19. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao quinto ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

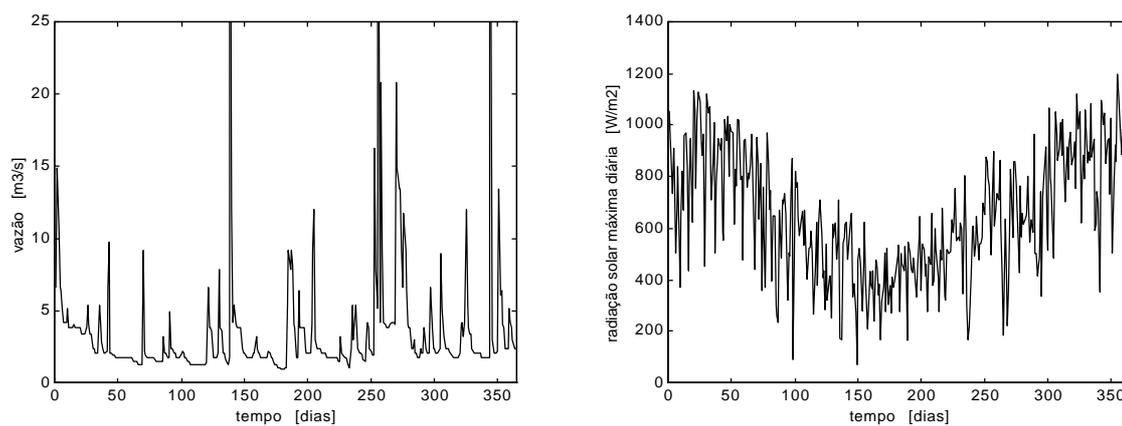


FIGURA B. 20. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao sexto ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

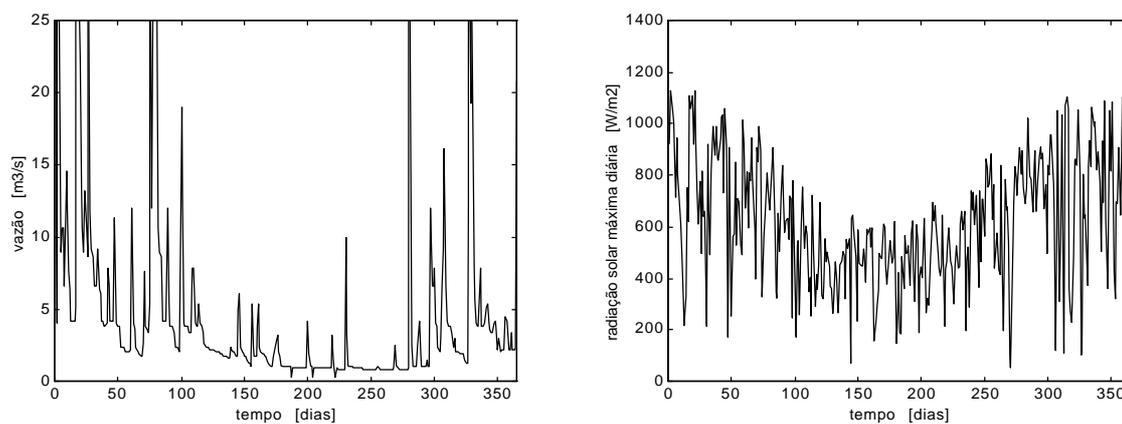


FIGURA B. 21. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao sétimo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

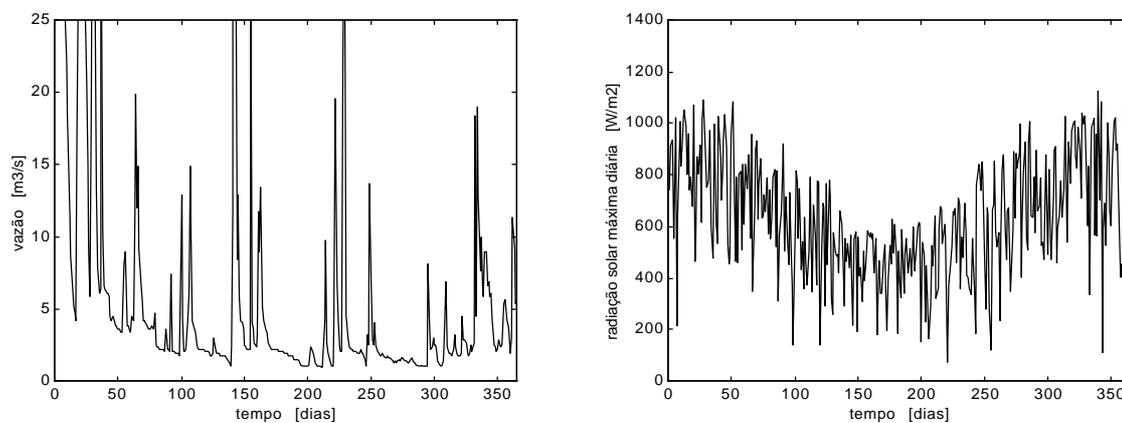


FIGURA B. 22. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao oitavo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

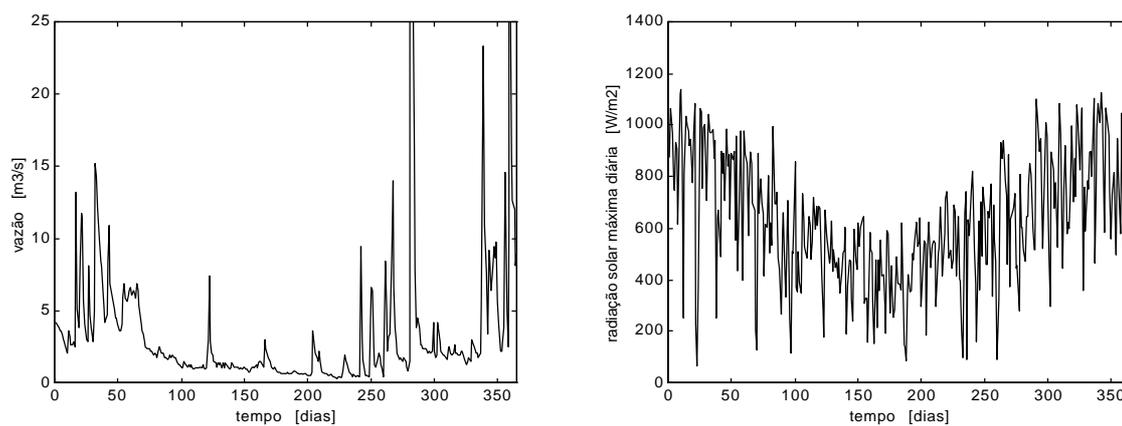


FIGURA B. 23. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao nono ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.

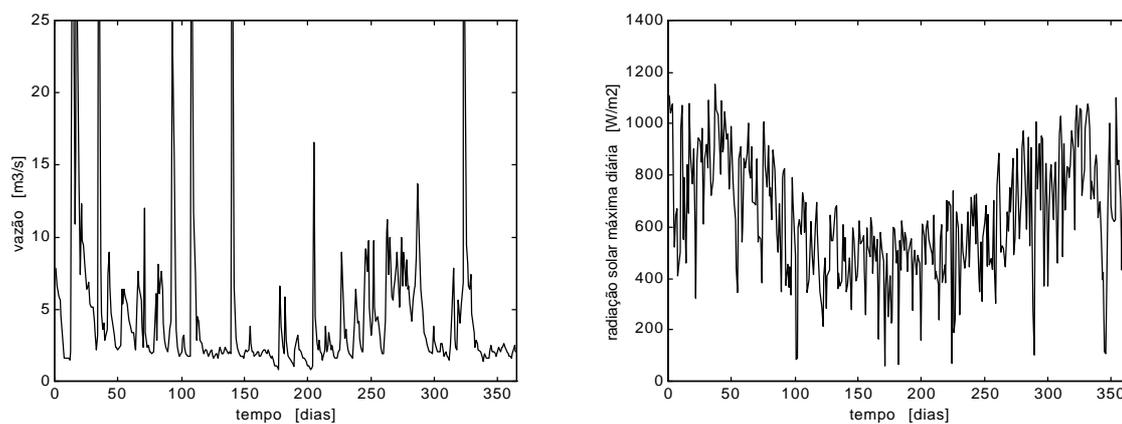


FIGURA B. 24. Dados de vazão e de radiação solar máxima diária incidente sobre uma superfície horizontal correspondentes ao décimo ano das séries utilizadas nas simulações para avaliação da “aderência” das idealizações à realidade.