



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO FERREIRA DE ARRUDA

**DESEMPENHO TÉCNICO-FINANCEIRO DE SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-
SOLAR APLICADO AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA**

FORTALEZA

2015

MARCELO FERREIRA DE ARRUDA

DESEMPENHO TÉCNICO-FINANCEIRO DE SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-SOLAR
APLICADO AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

FORTALEZA

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

-
- A819d Arruda, Marcelo Ferreira de.
Desempenho técnico-financeiro de sistema híbrido eólico-solar aplicado ao bombeamento de água /
Marcelo Ferreira de Arruda. – 2015.
155 f. : il. color., enc. ; 30 cm.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de
Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.
Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.
Orientação: Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho.
1. Engenharia elétrica. 2. Energia - Fontes renováveis. Água – Vazão. I. Título.


MARCELO FERREIRA DE ARRUDA

DESEMPENHO TÉCNICO-FINANCEIRO DE SISTEMA HÍBRIDO
EÓLICO-SOLAR APLICADO AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA


Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Aprovada em: 05/08/2015

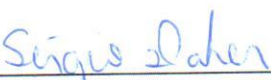
BANCA EXAMINADORA




Prof. Paulo Cesar Marques de Carvalho, Dr. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof Daniel Albiero, Dr.
Universidade Federal do Ceará (DENA-UFC)



Prof. Sérgio Daher, Dr - Ing.
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. Francisco Kleber de Araújo Lima, Dr.
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

“O Senhor é o meu rochedo, e o meu lugar forte, e o meu libertador; o meu Deus, a minha fortaleza, em quem confio; o meu escudo, a força da minha salvação e o meu alto refúgio”
(Bíblia Sagrada Salmo 18:2 – Salmo de Davi pelas bênçãos).

Agradeço, a Deus pelas bênçãos derramadas sobre a minha vida, a minha esposa Elaine Arruda, que foi a minha sustentação nesta caminhada e minhas filhas Ana Beatriz e Isabella e a minha mãe Jair Ferreira da Silva pelo amor e carinho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus, pela porta que se abriu em minha vida e foi a minha sustentação todo tempo.

A minha família, por suporta a minha ausência, nesta caminhada e em especial a minha esposa. Elaine você é um presente de Deus, muito obrigado. As minhas filhas Ana Beatriz e Isabella e a minha mãe.

Ao Prof. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pelas orientações, ensinamentos e incentivos durante esses dois anos.

Aos Professores participantes da banca examinadora pelas valiosas colaborações e sugestões.

A minha família do Ceará, aqui representada por Tatiane Caroline Carneiro uma irmã em Cristo Jesus que tanto nos apoiou nesta caminhada.

A minha família de Cuiabá representada pelo meu irmão Cleyton Cesar e pela minha irmã Alessandra Cristina.

A minha família de Pontes e Lacerda, Anne Matos e família, Stefano e família, Manoel Rodrigo e família e Érica Rascher e família, Gláucia e Mikio.

A todos os servidores (docentes e técnicos administrativos) do departamento Engenharia Elétrica e da Biblioteca Central da Universidade Federal do Ceará.

Ao coordenador do Centro de Biotecnologia Aplicada à Aquicultura (CEBIAQUA), Prof^o Wladmir Ronald Lobo Farias, pela liberação do espaço para instalação da unidade pesquisada.

Ao grupo do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) e ao Grupo de Pesquisa em Energia e Máquinas (GEMASA) que compartilharam experiências e ao amigo Firmino.

Ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso Campus Pontes e Lacerda, pela liberação integral para realização deste trabalho.

RESUMO

A presente dissertação apresenta como objetivo principal a instalação e avaliação de desempenho técnico-financeiro de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico aplicado ao bombeamento de água. Adicionalmente, é proposta uma metodologia de dimensionamento de sistema híbrido de geração baseado em fontes renováveis em função do menor custo e do potencial disponível. O sistema de geração híbrido foi instalado na jusante do açude do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC), em Fortaleza/CE, Brasil. O sistema híbrido é composta por 01 aerogerador de 1 kW, 04 módulos fotovoltaicos de 87 Wp, sistema de banco de baterias com 05 unidades de 150 Ah. O sistema de bombeamento é composto por um conjunto moto-bomba de 0,5 cv. A análise técnica foi efetuada mediante análise dos dados (elétricos e não elétricos) coletados através de sensores instalados a um sistema supervisorio. Os resultados indicam que a variação do recurso eólico para o local é mais elevada, quando comparado ao recurso solar, e que a disponibilidade do potencial de ambos os recursos são praticamente concomitantes ao longo do período diurno, característica esta também observada no período analisado. O sistema de geração com banco de baterias, operando tanto na configuração híbrida ou individual, assegurou o fornecimento de eletricidade para o sistema de bombeamento no período de funcionamento da carga. A partir dos indicadores de eficiência, verificou-se que as unidades de conversão apresentaram divergência entre a geração de eletricidade estimada e a mensurada, tendo a unidade eólica a qual apresentou maior divergência. O custo da energia elétrica do sistema híbrido instalado (eólico-solar) com banco de baterias é de 0,86 R\$/kWh. O dimensionamento do sistema de geração indicou que a configuração híbrida para o local não se ajusta em virtude do elevado potencial solar disponível e da baixa disponibilidade do recurso eólico no 1º trimestre do ano. O dimensionamento indicou que a configuração híbrida foi a de menor custo (1,52 R\$/kWh) quando dimensionada em função dos recursos do mês de Outubro. Indicando assim que quando mais de uma fonte renovável se destaca a configuração híbrida pode ser sim uma alternativa viável.

Palavras-chave: Fontes renováveis. Sistema híbrido eólico-fotovoltaico. Água-Vazão.

ABSTRACT

This work has as main objective the installation and technical-financial evaluation of a hybrid wind-photovoltaic system applied to water pumping. In addition, a sizing methodology is proposed based on renewable sources considering low cost and available potential. The hybrid system was installed in front of the Pici Campus reservoir of the Federal University of Ceará (UFC) in Fortaleza/CE, Brazil. The hybrid system consists of 01 wind turbine of 1 kW, 04 photovoltaic modules of 87 Wp, a battery bank with 05 units of 150 Ah. The pumping system consists of a motor-pump 0,5 cv. Technical analysis was performed by analyzing the data (electric and non-electric) collected by sensors to a supervisory system. The results indicate that the wind resource variation for the site is higher, when compared to the solar resource, and the availability of the potential of both resources are concomitant during the daytime period, a characteristic also observed in the analyzed period. The generation system with battery bank, operating in either the hybrid configuration or individual, assured the supply of electricity to the pumping system during operating time. From the indicators of efficiency, it was found that the conversion units showed divergence between estimated and measured electricity generation, and wind unit which presented greater divergence. The electricity cost of the hybrid system (wind-solar) installed with battery bank is 0.86 R\$/kWh. The sizing of the generating system indicated that the hybrid configuration at the site does not fit due to the high solar potential available and the low availability of wind resources in the 1st trimester of the year. The sizing generation system indicated that the hybrid configuration has the lowest cost (1.52 R\$/kWh) when sizing with the resources of October month. Indicating thus, that when more than one renewable source stands out, the hybrid configuration can be viable alternative.

Key-words: Renewable sources. Wind-photovoltaic hybrid system. Water-Flow rate.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Geração de energia elétrica mundial por fonte (comparativo de 1980 – 2011)	01
Figura 2.1	Composição de uma bateria comercial de chumbo-ácido	09
Figura 2.2	Circuito elétrico equivalente da bateria nos processos de carga e descarga	10
Figura 2.3	Relação entre o nível de tensão e o SOC de uma bateria chumbo-ácido	10
Figura 2.4	Números de ciclos em função da profundidade de descarga	11
Figura 2.5	Tempo de vida da bateria em função da temperatura	12
Figura 2.6	Estratégias desconexões. a) Desconexão série; b) Desconexão paralelo; c) Desconexão paralelo com <i>dump load</i> (dispositivo aplicado para dissipação de excedente de energia)	13
Figura 2.7	Configuração com acoplamento no barramento CC	15
Figura 2.8	Configuração com acoplamento no barramento CA	16
Figura 2.9	Configuração mista com gerador diesel acoplado aos dois barramentos	17
Figura 2.10	Configuração mista com sistema do gerador diesel acoplado ao barramento CA	17
Figura 3.1	Instalação do segundo aerogerador em Fernando de Noronha	27
Figura 3.2	Sistema híbrido (E-FV) de Joanes – PA	28
Figura 3.3	a) Arranjo FV Araras – RO; e b) Sistema de condicionamento de potência do arranjo FV	29
Figura 3.4	Grupo Gerador diesel do sistema híbrido de Araras – RO	30
Figura 3.5	a) Três aerogeradores instalados em Ilha de Maiaú – MA; b) Sistema de banco de baterias	31
Figura 3.6	Arranjo FV de Ilha Grande – MA	32
Figura 3.7	Configuração híbrida (FV – célula combustível) de Canguçu/TO	32
Figura 4.1	Localização do Sistema Híbrido	36
Figura 4.2	Esquemático do sistema híbrido E – FV aplicado ao bombeamento de água	37
Figura 4.3	Arranjo FV (vista frontal)	39
Figura 4.4	Aerogerador de pequeno porte de 1 kW	40
Figura 4.5	Curva de potência do aerogerador de 1 kW	42
Figura 4.6	Vista do aerogerador de 1 kW	42

Figura 4.7	Instalação do cabo para conexão do aerogerador até o abrigo	43
Figura 4.8	Banco de baterias em série	44
Figura 4.9	Sistema de condicionamento de potência (Vista Traseira)	45
Figura 4.10	Lâmpadas usadas para dissipação de excedente de energia (<i>dump load</i>)	46
Figura 4.11	Diagrama de blocos do sistema elétrico para acionamento do motor	47
Figura 4.12	Planta hidráulica	48
Figura 4.13	Sistema moto – bomba	49
Figura 4.14	Curva característica da moto – bomba QB-60	50
Figura 4.15	Dimensões do reservatório aplicado na planta hídrica	50
Figura 4.16	Alimentação do <i>data logger</i> pelo módulo FV de 20W _p	52
Figura 4.17	Esquemático de ligação dos sensores no <i>data logger</i>	53
Figura 4.18	Tela de monitoramento do <i>data logger</i>	54
Figura 4.19	Analisador de energia modelo 1730	55
Figura 4.20	Leitura da potência (W) disponibilizada pelo aerogerador	55
Figura 4.21	Anemômetro	56
Figura 4.22	Piranômetro	57
Figura 4.23	Sensor de vazão (modelo 2537)	57
Figura 4.24	Divisor de tensão aplicado ao arranjo FV	58
Figura 4.25	Sensor de corrente	59
Figura 5.1	Dia característico para o 4° trimestre de 2014 e o 1° trimestre de 2015..	62
Figura 5.2	Média diária da velocidade do vento de Outubro/14 a Junho/15	63
Figura 5.3	Turbulência para 04° trimestre de 2014 e para o 01° trimestre de 2015..	64
Figura 5.4	Distribuição de Weibull e o histograma de velocidade do vento para o mês de Outubro/2014	65
Figura 5.5	Distribuição de Weibull e o histograma da velocidade do vento para o mês de Setembro/2014	66
Figura 5.6	Distribuição de Weibull e o histograma da velocidade do vento para o mês de Março/2014	66
Figura 5.7	Distribuição da irradiância medida para os dias 04/10 (dia claro), 22/02 (nublado) e 23/02 (chuvoso)	70
Figura 5.8	Níveis de velocidade média do vento mensal e Irradiação média mensal	71
Figura 5.9	Dia característico da velocidade do vento e da irradiância para o ultimo	72

	trimestre de 2014 e o primeiro trimestre de 2015	
Figura 5.10	Produção mensal de eletricidade	72
Figura 5.11	Percentual de participação por unidade de conversão na produção de energia elétrica	73
Figura 5.12	Percentuais de participação de geração e da potência instalada das unidades de conversão	73
Figura 5.13	Fluxo de energia elétrica no sistema híbrido	75
Figura 5.14	Energia elétrica gerada pelo sistema FV e fluxo de energia do banco de bateria (17/11/14)	78
Figura 5.15	Nível de vazão da água bombeada (17/11/14)	79
Figura 5.16	Nível de tensão e de corrente disponibilizado pelo banco de bateria (17/11/14)	79
Figura 5.17	Nível de tensão e de corrente disponibilizado pelo arranjo FV (17/11/14)	80
Figura 5.18	Geração eólica individual e fluxo de energia disponibilizada pelo e para o banco de baterias (31/01/15)	80
Figura 5.19	Nível de vazão da água bombeada (31/01/15)	81
Figura 5.20	Nível de tensão e de corrente disponibilizado pelo banco de baterias (31/01/15)	81
Figura 5.21	Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias (24/11/14)	82
Figura 5.22	Complementaridade entre a geração E – FV (24/11/14)	82
Figura 5.23	Nível de vazão da água bombeada (24/11/14)	83
Figura 5.24	Nível de tensão e corrente do banco de baterias (24/11/14).....	83
Figura 5.25	Nível de tensão e de corrente do arranjo FV (24/11/14)	84
Figura 5.26	Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias (19/12/14)	84
Figura 5.27	Nível de vazão de água bombeada (19/12/14)	85
Figura 5.28	Nível de tensão e corrente do banco de baterias registrados na data de (19/12/14)	85
Figura 5.29	Nível de tensão e de corrente do arranjo FV (19/12/14)	86
Figura 5.30	Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias (11/02/15)	86

Figura 5.31	Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias entre 9:00 – 10:00 hs	87
Figura 5.32	Nível de vazão da água bombeada (11/02/15)	87
Figura 5.33	Nível de tensão e corrente do banco de baterias registrada na data de (11/02/15)	88
Figura 5.34	Nível de tensão e corrente do módulo FV registrada na data de (11/02/15)	88
Figura 5.35	Curva de potência em função dos dados coletados pelo sistema de aquisição	92
Figura 5.36	Fluxo de caixa do caso proposto	96
Figura 5.37	Fluxo de caixa com subsídio de 22%	97
Figura 5.38	Fluxo de caixa com subsídio de 25%	97
Figura 5.39	Localização da proposta inicial e o local da instalação	98
Figura 5.40	Sistema de condicionamento de potência em reparo	99
Figura 5.41	Atividade que ocasionou o rompimento	100
Figura 5.42	Local de rompimento	100
Figura 5.43	Cabo rompido	101
Figura 6.1	Fluxograma do dimensionamento da configuração de menor custo	104
Figura 6.2	Média diária da velocidade do vento e da irradiação para o mês de Fevereiro/15	107
Figura 6.3	<i>SOC</i> em função da configuração da geração individual FV	111
Figura 6.4	<i>SOC</i> do banco de baterias em função dos recursos disponíveis para Outubro/14	111
Figura 6.5	<i>SOC</i> do banco de baterias em função dos recursos disponíveis para Fevereiro/15 (2° cenário)	113
Figura 6.6	<i>SOC</i> em função da configuração do 1° cenário de Outubro/14 (Sistema de bombeamento operando por 8 hs)	113
Figura 9.1	Fixação das pás	128
Figura 9.2	Conexão aos terminais do gerador	128
Figura 9.3	Terminais conectados	129
Figura 9.4	Fixação do mastro na base	129
Figura 9.5	Fixação do aerogerador e fixação dos estaios	130
Figura 9.6	Aerogerador instalado	131
Figura 9.7	Potência disponibilizada pela unidade eólica – analisador de energia	132
Figura 9.8	Conexão das unidades de conversão, banco de bateria e sensor ao sistema de condicionamento de potência	132
Figura 9.9	Abertura de canalização e acomodação do cabo	133
Figura 9.10	Fechamento da canalização	133

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Análise de CE para diferentes regiões e configurações	26
Tabela 3.2	Exemplos de sistemas híbridos instalados no Brasil	34
Tabela 4.1	Especificações técnicas do módulo fotovoltaico KC 85T	40
Tabela 4.2	Características técnicas do aerogerador instalado	41
Tabela 4.3	Especificações técnicas das baterias 12MC150	44
Tabela 4.4	Características elétricas do motor de indução utilizado	47
Tabela 4.5	Variação da vazão	49
Tabela 5.1	Parâmetros estatísticos da velocidade do vento, Campus do Pici	61
Tabela 5.2	Parâmetros de escala e forma de set/14 a mar/15	65
Tabela 5.3	Produção estimada de energia elétrica e o fator de capacidade de set/14 a mar/15	68
Tabela 5.4	Produção estimada de energia elétrica e o fator de capacidade para o 4º Trimestre/2014 e 1º Trimestre/2015	68
Tabela 5.5	Valores de irradiância e irradiação para dias característicos	69
Tabela 5.6	Eletricidade produzida e o fator de capacidade do arranjo FV	71
Tabela 5.7	Configuração e os valores das grandezas elétricas e não elétricas ...	77
Tabela 5.8	Indicadores de desempenho para os dias analisados	90
Tabela 5.9	Redução percentual da geração E e FV em relação ao previsto	91
Tabela 5.10	Comparação entre a potência medida e a prevista	92
Tabela 5.11	Custos de investimento	94
Tabela 5.12	Valor líquido presente de reposição (V_{PREP})	95
Tabela 5.13	Valor líquido presente, anualizado, consumo e o custo da energia ..	95
Tabela 6.1	Resultados para o 1º cenário (fornecimento interrompido de 24 h)	110
Tabela 6.2	Resultados do 2º cenário	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Unidade de Corrente (<i>Ampère</i>)
Ah	Unidade de Capacidade (<i>Ampère</i> Hora)
AIE	Agência internacional de Energia
AM	Estado Brasileiro (Amazonas)
AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CC	Corrente Contínua
CE	Custo de Energia
CE	Estado Brasileiro – Ceará
CEBIAQUA	Centro de Biotecnologia Aplicada à Aquicultura
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica da Eletrobrás
CLP	Circuito Lógico Programável
cm	Unidade de Medida (Centímetros)
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CO	Centro-Oeste
CO ₂	Dióxido de Carbono
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo
cv	Unidade de potência (Cavalo-Vapor)
D	Diesel
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
E	Eólica
EPE	Empresa Pesquisa de Energia
FAB	Força Aérea Brasileira
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaica
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
GEMASA	Grupo de Pesquisa em Energia e Máquinas
h	Altura
Hz	Unidade de Frequência (Hertz)

IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
kg	Unidade de Massa (Quilograma)
L	Filtro Indutivo
L/mim	Unidade de vazão
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
LC	Filtro de 2° ordem (indutivo e capacitivo)
LCL	Filtro de 3° ordem (indutivo e capacitivo)
LEA	Laboratório de Energia Alternativa
LEMA	Laboratório de Mecânica Agrícola
LPSP	<i>Loss of Power Supply Probability</i>
LPT	Luz Para Todos
m/s	Unidade de Medida de Velocidade (m/s)
m ²	Unidade de Área
m ³	Unidade de Volume
MA	Estado Brasileiro – Maranhão
mca	Metro de Coluna d'Água
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
min	Unidade de Tempo (Minutos)
N	Norte
NE	Nordeste
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
PA	Estado Brasileiro – Pará
PAC	Programa de Aceleração
R\$	Unidade de Moeda - Brasil (Real)
RO	Estado Brasileiro – Rondônia
rpm	Unidade de Frequência (Rotações por Minuto)
RR	Estado Brasileiro – Roraima
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica
SOC	<i>State of Charge</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TO	Estado Brasileiro – TO

UFC	Universidade Federal do Ceará
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
UFPA	Universidade Federal do Pará
UFPE	Universidade Federal do Pernambuco
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNIFAP	Universidade Federal do Amapá
V	Unidade de Tensão (<i>Volts</i>)
V _{cc}	Unidade de Tensão Contínua
W	Unidade de Potência (<i>Watts</i>)
Wh	Unidade de Energia (<i>Watts-hora</i>)
°C	Unidade de Temperatura (Graus Celsius)

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Fator percentual de participação
A_{ag}	Área de varredura da pá do aerogerador [m ²]
A_{FV}	Área do arranjo fotovoltaico [m ²]
c	Fator de escala [m/s]
C_b	Capacidade da bateria [Ah]
C_{bb}	Capacidade do banco de baterias [Ah]
$CO\&M$	Custo de operação e manutenção [R\$]
C_p	Coefficiente de potência
CRp	Custo de reposição [R\$]
E_{BAT_def}	Energia elétrica disponibilizada pelo banco de baterias [Wh]
E_{BAT_exc}	Energia elétrica disponibilizada para banco de baterias [Wh]
EC	Consumo da carga [Wh]
E_{carga}	Energia elétrica consumida pela carga [Wh]
E_{E_disp}	Energia eólica disponível [Wh]
E_E	Energia elétrica disponibilizada pela unidade de conversão eólica [Wh]
$E_{Entrada}$	Fluxo de entrada [Wh]
E_{FV}	Energia elétrica disponibilizada pela unidade de conversão fotovoltaica [Wh]
E_{FV_disp}	Energia fotovoltaica disponível [Wh]
$E_{Saída}$	Fluxo de saída [Wh]
F_p	Fator de preenchimento
f_w	Distribuição de <i>Weibull</i>
G	Irradiância [W/m ²]
H_{sol}	Hora de sol pleno [h]
I	Investimento [R\$]
I_{bat}	Corrente da bateria em carga e descarga [A]
I_m	Irradiação média [hW/m ²]
N_{ag}	Quantidade de aerogeradores
N_b	Número de bateria(s)
N_{FV}	Quantidade de módulos fotovoltaicos
N_{aut}	Número de dias de autonomia
$NOCT$	Temperatura nominal de operação da célula [°C]
$P_{carga}(t)$	Potência solicitada pela carga no instante t [W]

$P_{ot_{ag}}$	Potência do aerogerador [W]
$P_{eólica}$	Potência eólica disponível [W]
P_{erdas}	Parâmetro de perdas por conexão e dispersão [%]
$P_{esp(E)}$	Produção específica de eletricidade [kWh/m ²]
$P_{esp(FV)}$	Produção específica de eletricidade [kWh/m ²]
$P_{E\%}$	Percentual de participação eólico [%]
$P_{FV\%}$	Percentual de participação eólico [%]
Pot_{FV}	Potência nominal do arranjo fotovoltaico [W]
$Pot_{E(t)}$	Potência elétrica disponibilizada pelo aerogerador no instante t [W]
$Pot_{FV(t)}$	Potência elétrica disponibilizada pelo arranjo fotovoltaico no instante t [W]
P_i	Potência instantânea para cada classe de velocidade do vento [W]
$Pot_{nominal}$	Potência nominal da unidade de conversão [W]
r	Raio da seção transversal [m]
R_{bat}	Resistência do meio eletrolítico [Ω]
$R_{educa\%o-E}$	Redução percentual eólico [%]
$R_{educa\%o-FV}$	Redução percentual fotovoltaico [%]
S	Turbulência
$SOC(t)$	Estado de carga do banco de baterias no instante t
v	Velocidade do vento [m/s]
V_{bat}	Tensão da bateria [V]
V_i	Velocidade do vento medida [m/s]
V_m	Velocidade média do vento [m/s]
VPL	Valor líquido presente [R\$]
VPL_a	Valor líquido presente anualizado [R\$]
VPL_D	Valor líquido presente de despesas [R\$]
VPL_{Da}	Valor líquido presente de despesas anualizado [R\$]
$V_{p-receita}$	Valor presente da receita [R\$]
V_{PREP}	Valor presente da reposição [R\$]
t	Tempo
t_{amb}	Temperatura ambiente [°C]
TMA	Taxa mínima de atratividade [%]
T_{mod}	Temperatura do módulo [°C]
T_{ref}	Temperatura de referência [°C]

α	Coeficiente de temperatura [A/°C]
σ	Desvio padrão
σ^2	Variância
k	Fator de forma
ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
η_{ag}	Rendimento do aerogerador
η_{spc}	Rendimento do sistema de condicionamento de potência
η_{FV}	Rendimento do módulo fotovoltaico [%]
η_{ref}	Rendimento do módulo fotovoltaico referência [%]
ε_E	Eficiência eólica
ε_{FV}	Eficiência fotovoltaica
$\varepsilon_{E,est}$	Eficiência eólica estimada
$\varepsilon_{FV,est}$	Eficiência fotovoltaica estimada
y_{FV}	Taxa de rendimento fotovoltaico
y_E	Taxa de rendimento eólico

SUMÁRIO

RESUMO

ABSTRACT

1.	INTRODUÇÃO	01
1.1	Objetivos	03
1.1.1	<i>Objetivo Geral</i>	03
1.1.2	<i>Objetivos Específico</i>	03
1.2	Estrutura do Trabalho	04
2.	SISTEMAS HÍBRIDOS	05
2.1	Definição	05
2.2	Tipos de Sistemas Híbridos	05
2.3	Componentes e Configurações dos Sistemas Híbridos	06
2.3.1	<i>Componentes</i>	06
2.3.1.1	<i>Sistema de Armazenamento</i>	07
2.3.1.1.1	<i>Baterias de Chumbo-Ácido</i>	07
2.3.1.2	<i>Sistema de Controle</i>	12
2.3.2	<i>Configurações dos Componentes do Sistema Híbrido</i>	15
2.3.3	<i>Quanto a Classificação dos Sistemas Híbridos</i>	18
2.4	Considerações Finais	18
3.	EXPERIÊNCIAS DE SISTEMAS HÍBRIDOS NO MUNDO E NO BRASIL	20
3.1	Experiência Mundial	21
3.2	Experiência Brasileira	26
3.3	Considerações Finais	35
4.	DESCRIÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO APLICADO AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA	36
4.1	Localização da Planta	36
4.2	Descrição Detalhada dos Componentes	38
4.2.1	<i>Unidades de Conversão</i>	38
4.2.1.1	<i>Arranjo Fotovoltaico</i>	39
4.2.1.2	<i>Aerogerador</i>	40
4.2.2	<i>Banco de Baterias</i>	43
4.2.3	<i>Sistema de Condicionamento de Potência</i>	44

4.2.4	<i>Motor Assíncrono</i>	46
4.2.5	<i>Sistema de Acionamento</i>	47
4.2.6	<i>Sistema Hidráulico</i>	48
4.2.7	<i>Sistema de Coleta e Armazenamento de Dados</i>	51
4.2.7.1	<i>Data logger</i>	51
4.2.7.2	<i>Analizador de Energia</i>	54
4.2.8	<i>Sensores</i>	55
4.2.8.1	<i>Anemômetro</i>	56
4.2.8.2	<i>Piranômetro</i>	56
4.2.8.3	<i>Sensor de Vazão</i>	57
4.2.8.4	<i>Divisor de Tensão</i>	58
4.2.8.5	<i>Sensor de Corrente</i>	58
4.3	<i>Considerações Finais</i>	59
5.	APLICAÇÕES E RESULTADOS	60
5.1	<i>Caracterização do Potencial Eólico e Solar do Campus do Pici</i>	60
5.1.1	<i>Caracterização do Potencial Eólico</i>	60
5.1.1.1	<i>Comportamento das Séries da Velocidade do Vento</i>	60
5.1.1.2	<i>Turbulência</i>	64
5.1.1.3	<i>Distribuição da Velocidade do Vento</i>	64
5.1.1.4	<i>Geração Eolioelétrica</i>	67
5.1.2	<i>Caracterização do Potencial Solar</i>	68
5.1.2.1	<i>Irradiação Solar</i>	69
5.1.2.2	<i>Geração Fotovoltaica</i>	70
5.2	<i>Indicadores de Desempenho do Sistema Híbrido Analisado</i>	74
5.2.1	<i>Percentual de Geração de Energia Elétrica e o Rendimento</i>	75
5.2.2	<i>Eficiência, Índices de Produtividade e as Perdas das Unidades de Conversão</i>	89
5.3	<i>Análise Financeira</i>	92
5.4	<i>Dificuldades Encontradas na Implantação da Planta Híbrida</i>	97
5.5	<i>Considerações Finais</i>	101
6.	APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO	103
6.1	<i>Dimensionamentos das unidades de conversão e do sistema de armazenamento</i>	104
6.2	<i>Considerações Finais</i>	114

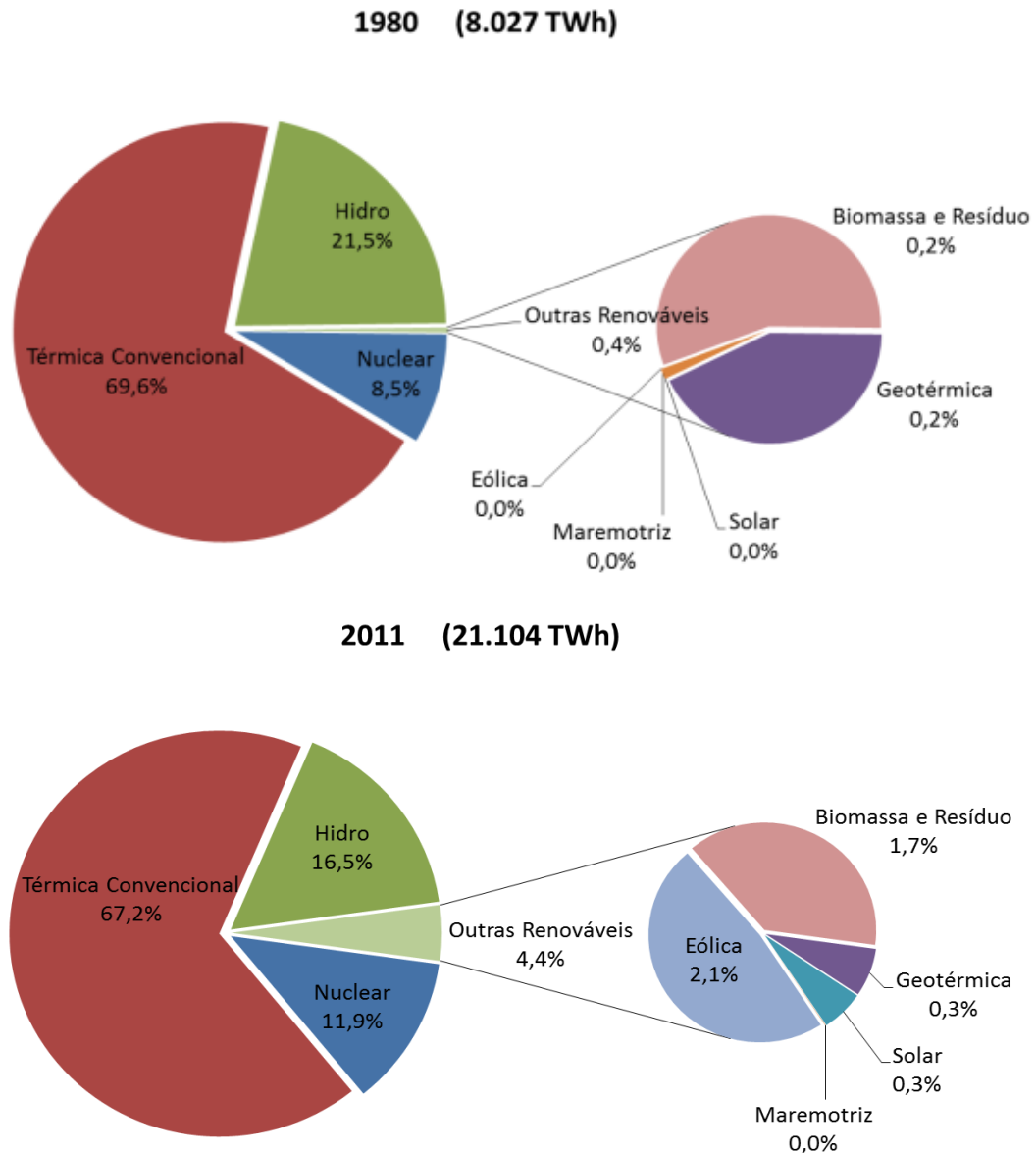
7.	CONCLUSÃO	115
7.1	Considerações Finais	115
7.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	118
8.	REFERÊNCIAS	120
9.	ANEXO	127

1. INTRODUÇÃO

O Banco Mundial e a Agência Internacional de Energia - AIE (IEA, 2014) estimam que a capacidade instalada de geração elétrica deve duplicar nos próximos 40 anos, para atender à crescente demanda por energia elétrica no mundo.

Carneiro (2014) relata que a geração de energia elétrica em função de fontes renováveis tem evoluído em proporções exponenciais nos últimos anos. Fato este diretamente relacionado às crescentes solicitações de demanda por energia elétrica. Como pode ser observado na Figura 1.1.

Figura 1.1 - Geração de energia elétrica mundial por fonte (comparativo de 1980 – 2011).



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2014).

Para enfrentar este desafio complexo e prioritário será necessária uma busca constante por medidas que venham a garantir esse suprimento elétrico, em termos de qualidade e capacidade gerada. Tais medidas podem ser: variabilidade de fontes geradoras, redução de custos dos componentes e de operação e manutenção, prolongamento da vida útil das unidades geradoras, aumento da eficiência das unidades geradoras e outros.

Ao mesmo tempo a AIE (IEA, 2014) estima que 1,5 bilhões de pessoas no mundo não possuem acesso à rede elétrica e a Organização das Nações Unidas (ONU), relatou na Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (RIO +20) que cerca de 1,6 bilhões de pessoas vivem em regiões com escassez de água potável absoluta e que até 2025, 2/3 da população mundial pode ser afetada por condições críticas de abastecimento de água.

O Brasil possui cerca de 13% da água doce do planeta, porém a mesma não está distribuída de forma uniforme pelo território, com maior percentual na região Norte do país, onde está localizada a menor densidade demográfica. A base da geração elétrica no Brasil é a hídrica, respondendo por mais de 60% da matriz elétrica.

O censo de 2010 realizado pelo Instituto Brasileiro Geografia e Estatística (IBGE), identificou que o Brasil ainda possui 1,3% de seus domicílios sem acesso à eletricidade (são mais de 728.000 domicílios). Panorama mais favorável quando comparado com o mundial. Este percentual foi alcançado em função dos programas Luz Para Todos (LPT) e o extinto Programa de Desenvolvimento de Estados e Municípios – PRODEEM, ambos programas do Governo Federal com o objetivo de atender às localidades isoladas não supridas por energia elétrica.

As áreas rurais representam mais de 90% destes domicílios e as regiões com maiores percentuais são: Norte (N), Centro-Oeste (CO) e Nordeste (NE). A estratégia mais aplicada para atender/alcançar as metas de universalização do programa (LPT) foi a expansão da rede elétrica convencional. Blasques (2014) descreve que a aplicação de prolongamento de rede elétrica para atendimento em comunidades isoladas já se encontra praticamente esgotado.

Portanto, uma possível solução para atender estas demandas pendentes é a aplicação da geração descentralizada de energia elétrica em função do aproveitamento dos recursos de fontes renováveis disponíveis para o local em específico (solução prevista no manual de projetos especiais do programa Luz Para Todos – LPT).

A utilização de geração diesel – elétrica apresenta-se como uma solução de custo de investimento inicial menor que as fontes renováveis, porém necessitam de uma logística de

abastecimento do combustível (lembrando que estamos tratando de áreas isoladas e de difícil acesso).

É neste contexto que se apresenta o sistema híbrido de geração de energia elétrica, uma estratégia de geração de energia que envolve uma combinação de dois ou mais tipos de fontes, podendo ser estas renováveis ou não.

O objetivo principal da utilização de um sistema híbrido é a possibilidade de concatenar/integrar o potencial de cada fonte que o compõe, de forma a assegurar e garantir um fornecimento de eletricidade mais estável, quando comparado com as fontes aplicadas isoladamente. Pois no caso de integrar duas fontes intermitentes ocorre a possibilidade de uma fonte suprir a falta temporária da outra, desta forma o sistema tem capacidade de mitigar os riscos de interrupção (BORGES NETO; CARVALHO, 2011).

A utilização dos sistemas híbridos é recente e teve seu início em meados da década de 1970, decorrente da busca de uma alternativa energética frente à crise do petróleo da década de 70. O conceito de integração de duas ou mais fontes é recente, contudo, a tecnologia de algumas fontes que podem vir a compor o sistema híbrido, em alguns casos, já é considerada madura (exemplo: a geração-diesel).

Não existe na literatura uma base de dados que identifique o número de sistemas híbridos instalados e em funcionamento no mundo e no Brasil. A Aneel registra apenas os sistemas que estejam conectados à rede elétrica.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

A presente dissertação se propõe a instalar e avaliar o desempenho de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico de pequeno porte aplicado ao bombeamento de água.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Montar e instalar as unidades de conversão: aerogerador e arranjo fotovoltaico que compõem o sistema híbrido de produtividade de eletricidade;
- Instalar a planta hidráulica;
- Instalar e configurar o sistema supervisor para monitoramento e coleta das grandezas elétricas e não elétricas da planta (híbrida e hidráulica);
- Analisar e avaliar os índices de desempenho da planta;

- Verificar através de indicadores financeiros o custo do sistema híbrido instalado; e
- Realizar um dimensionamento para sistema híbrido de geração de energia elétrica por fontes renováveis (E – FV) com sistema de armazenamento em baterias.

1.2 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em 07 capítulos. No capítulo 01 têm-se a introdução, o objetivo geral e específico do presente estudo. O capítulo 02 apresenta a definição, os tipos/ configurações, e o porte do sistema híbrido. No capítulo 03 apresenta a experiência de sistema híbrido no mundo e no Brasil. O capítulo 04 é apresentada a descrição do sistema híbrido, da planta hidráulica, do sistema de aquisição de dados e o detalhando cada componente do sistema. O capítulo 05 apresenta a aplicação e os resultados obtidos e as respectivas análises, bem como as principais dificuldades encontradas na implantação da planta híbrida e hidráulica em campo. O capítulo 06 apresenta um dimensionamento de sistema de geração baseado em fontes renováveis com sistema de banco de baterias. Por fim, o capítulo 07 apresenta as considerações finais e as perspectivas de trabalhos futuros.

2. SISTEMAS HÍBRIDOS

2.1 Definição

Sistema híbrido é a integração de duas ou mais fontes para atender uma demanda elétrica, sejam estas renováveis ou não. Barbosa (2011) define sistema híbrido como sendo aquele que utiliza mais de uma fonte de energia que, dependendo da disponibilidade dos recursos, deve gerar e distribuir energia elétrica, de forma otimizada e com custos mínimos, a uma determinada carga ou a uma rede elétrica, isolada ou conectada a outras redes.

Pinho *et al.*, (2008) relata que em áreas onde mais de uma fonte renovável se destaca, a possibilidade destas serem combinadas em um único sistema, mostra-se um cenário economicamente atrativo, confiável e flexível.

2.2 Tipos de Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos podem ser combinações de:

- a) Fontes renováveis; ou
- b) Fontes renováveis e não renováveis.

Estas configurações podem apresentar sistemas de armazenamento de energia ou não. É comum na literatura identificar que os sistemas de armazenamento de energia complementam as fontes intermitentes.

As configurações híbridas mais aplicadas são:

- a) Eólico (E) – Diesel (D);
- b) Fotovoltaico (FV) – D;
- c) E – FV – D;
- d) E – FV.

Borges Neto *et al.*, (2011) investigaram sistemas híbridos instalados nas Américas, identificando as configurações mais aplicadas:

- a) Sistema híbrido E – D: 12 (doze), no Brasil (02);
- b) Sistema híbrido FV – D: 08 (oito), no Brasil (03);
- c) Sistema híbrido E – FV – D: 11 (onze), Brasil (04);
- d) Sistema híbrido E – FV: 01 (um), Brasil (nenhum);
- e) Sistema híbrido hídrico – D: 01 (um), Brasil (nenhum);
- f) Sistema híbrido FV e propano: 01 (um), Brasil (nenhum);

Pode-se verificar que os sistemas híbridos são compostos, em sua maioria, pela combinação de fontes renováveis e não renovável (94%). Pinho *et al.*, (2008) também demonstram um levantamento de sistemas híbridos instalados no mundo até 2003 e verifica-se que mais de 55% das configurações são sistemas E – D seguida da E – FV – D com 18% e a FV – D com 13%.

O sistema diesel está presente em 89% dos sistemas instalados. As fontes eólica e solar são as mais aplicadas para geração de energia elétrica por sistemas híbridos, porém ainda temos: a biomassa, as células combustíveis, hídrica e a geotérmica como exemplos de fontes que podem compor esses sistemas.

As estratégias de operação da integração destas fontes são as mais variadas, podendo estas operar concomitantemente ou de forma isoladas.

2.3 Componentes e Configurações dos Sistemas Híbridos

2.3.1 Componentes

Os sistemas híbridos são compostos basicamente pelos seguintes componentes:

- a) Unidades de geração:
 - ✓ Renovável (exemplo: aerogeradores; módulos FV e outros);
 - ✓ Não Renovável (exemplo: gerador diesel).

- b) Sistemas de Armazenamento de energia:
 - ✓ Acumuladores químicos (bateria);
 - ✓ Volante de Inércia;
 - ✓ Super capacitores.

- c) Sistema de condicionamento de potência:
 - ✓ Retificador;
 - ✓ Conversor;
 - ✓ Controlador de Carga;
 - ✓ Inversor.

- d) Sistemas de controle:
 - ✓ Automático;
 - ✓ Manual.

2.3.1.1 Sistema de Armazenamento

Em função das características intermitentes dos recursos renováveis (vento e sol) e das variações sazonais e climáticas, a geração de energia elétrica proveniente destas fontes pode exceder ou ser deficitária em relação à demanda de energia elétrica solicitada pela carga.

O sistema de armazenamento tem como objetivo evitar o déficit entre geração e a energia elétrica demandada pela carga. Sejam estes déficits de longa ou curta duração, em sua maioria, decorrentes de dias nublados (chuvosos) e/ou dias de calmarias (baixa intensidade a velocidade do vento).

Blasques (2014) relaciona alguns sistemas de armazenamento, que são: baterias, células a combustível (eletrolise da água); volantes de inércia, superindutores e supercapacitores.

Borges Neto e Carvalho (2011) descrevem sobre a utilização de armazenamento de água em reservatórios através de bombeamento de água para uso posterior.

Pode-se encontrar em Tao Ma (2014) a proposição de um sistema híbrido com armazenamento de água, sendo que o excedente da geração do sistema híbrido é aplicado no bombeamento de água de um reservatório inferior (poço, rio ou outro tipo) para um reservatório superior. A água armazenada será aplicada, por gravidade, para compensar o déficit entre a geração e o consumo da carga.

A literatura indica que as baterias do tipo chumbo-ácido são as mais aplicadas em sistemas isolados de geração provenientes de recursos renováveis, seja este de geração singular ou híbrida (PINHO *et al.*, 2008).

2.3.1.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

A capacidade de uma bateria é, usualmente, dada em Ah (ampère hora) que também pode ser expressa em energia (Wh). A energia da bateria é determinada em função da sua tensão e pela capacidade dada em Ah.

A capacidade é dependente de parâmetros como: quantidade e dimensões das placas, corrente de descarga, temperatura, profundidade de descarga, densidade do eletrólito, idade das células eletroquímicas e outros. A capacidade nominal é definida como a quantidade de Ah que uma bateria pode fornecer em um intervalo de tempo. A tensão de descarga varia em função do fabricante, para baterias de 12 V, o nível de tensão da bateria descarregada é de aproximadamente 10,5 V (Moura, 2014).

O estado de carga da bateria é representado pela sigla *SOC* (*state of charge*) e representa a capacidade disponível da bateria. O estado de carga pode variar de 0 a 1, o estado de carga igual a 0 (zero), indica que a bateria está totalmente descarregada e sendo 1 (um), indica plena carga. O estado de carga da bateria pode ser determinado em função da Equação 2.1 (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

$$SOC = 1 - \frac{I_{bat}}{C_b} \cdot t \quad (2.1)$$

Onde I_{bat} é a corrente da bateria em carga/descarga, C_b é a capacidade da bateria, t é o tempo e *SOC* é o estado de carga da bateria.

A profundidade de descarga é representada pela sigla *DOD* (*depth of discharge*), determinada em função do estado de carga da bateria. Pois a profundidade de descarga indica o quanto da capacidade nominal da bateria foi disponibilizado a partir do seu estado de carga plena. A mesma também pode ser em função de Ah ou em percentual como observa-se nas Equações 2.2 e 2.3. Caso a análise seja em percentual: o *SOC* seja 0 (descarga plena), indica que a *DOD* é de 100%, caso *SOC* seja 1 (plena carga) a *DOD* é de 0%.

$$DOD = (1 - SOC) \cdot C_b \quad (2.2)$$

$$DOD = (1 - SOC) * 100\% \quad (2.3)$$

O ciclo de vida útil de uma bateria está ligado diretamente ao nível de *DOD* em que a bateria é submetida e este define o número de ciclo da mesma. O nível de temperatura que a bateria está condicionada também influencia no seu tempo de vida útil, pois a intensidade da temperatura influencia na bateria de forma negativa tanto para baixas como para elevadas temperaturas.

Bateria (chumbo-ácido) é um conjunto de células que estão conectadas em série e/ou em paralelo, cada célula possui dois eletrodos (cátodo e o ânodo). O nível de tensão de cada célula é de 1,2 a 3,6 V, logo, uma bateria de 12V é um conjunto de 06 células conectadas em série (PALMER, 2008).

As principais baterias do tipo chumbo-ácido classificam em:

- a) Automotivas: São acumuladores que suportam descargas rápidas, elevadas taxas de corrente e com baixas profundidades de descargas;
- b) Ciclo Profundo: Operam em ciclos diários profundos, a desvantagem é a necessidade de manutenção;

- c) Estacionárias: Aplicadas em sistema de flutuações, são influenciadas pela temperatura. São livres de manutenção;
- d) Fotovoltaicas: Operam em ciclos de carga e descarga. Vantagem são livres de manutenção, suportam a elevados níveis de *DOD*. Desvantagem custo (LAMBERT, 2001).

A Figura 2.1 representa o detalhamento dos componentes de uma bateria chumbo-ácido comercial.

Figura 2.1 - Composição de uma bateria comercial de chumbo-ácido.



Fonte: Moura (2014).

As baterias de chumbo-ácido são componentes que convertem energia química armazenada em energia elétrica (processo de descarga) ou energia elétrica em energia química (processo de carregamento) através de reações químicas:

- Armazenamento (carga): o processo ocorre quando os terminais da bateria são submetidos há um nível de tensão superior a sua, conseqüentemente ocorre à liberação do sulfato para o eletrólito é conseqüentemente o meio ficará mais denso (Equações 2.4 e 2.5).



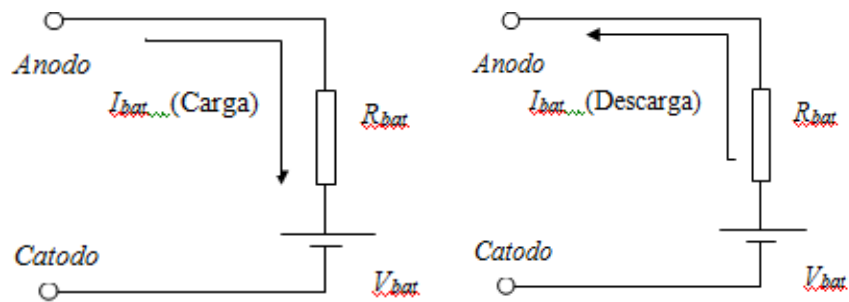
- Descarga: o processo é o inverso ao anterior, os terminais da bateria são submetidos a uma carga elétrica, o processo é inverso, o meio libera o sulfato deixando o meio eletrólito menos denso (Equações 2.6 e 2.7).





A mesma pode ser representada por um circuito elétrico equivalente modelado conforme representado na Figura 2.2, modelo linear (REKIOUA; MATAGNE, 2012). O circuito é composto por resistência interna da bateria (R_{bat}) representado o meio eletrolítico e por uma fonte de tensão (V_{bat}). O sentido da corrente da bateria (I_{bat}) indica se a bateria esta em carga ou descarga (sentido horário carga; sentido anti-horário em descarga).

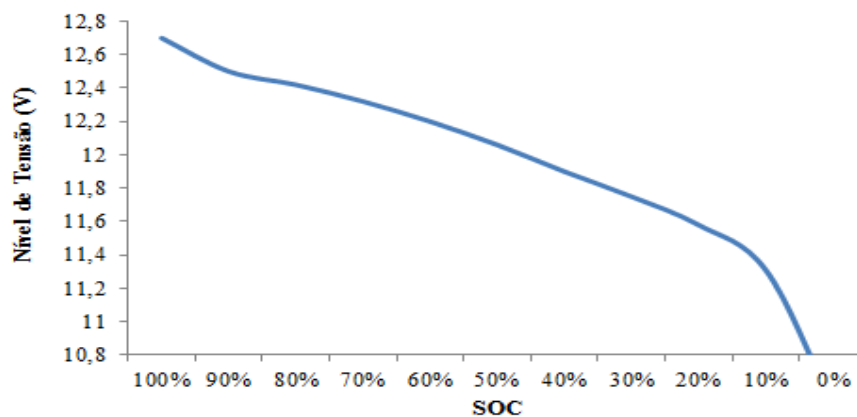
Figura 2.2 - Circuito elétrico equivalente da bateria nos processos de carga e descarga.



Fonte: Adaptado de Rekioua e Matagne (2012).

A Figura 2.3 apresenta a curva característica de uma bateria de chumbo-ácido em descarga relacionando o nível de tensão da bateria e seu estado de carga. A temperatura de 25°C.

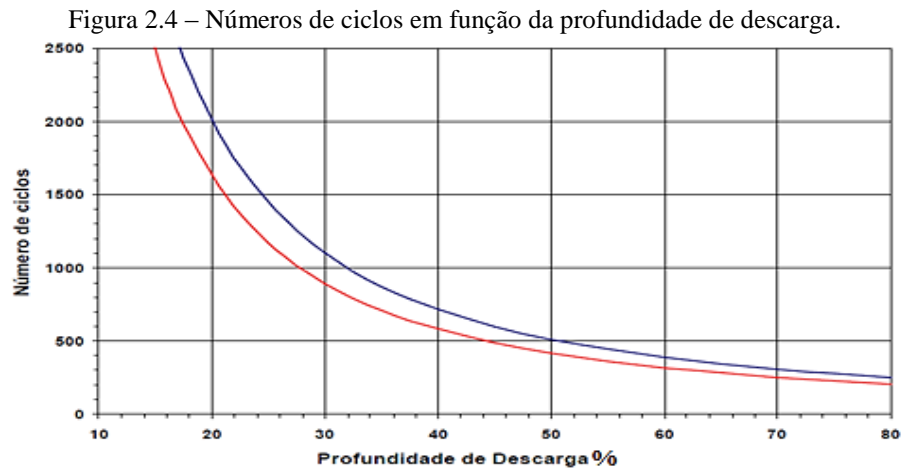
Figura 2.3 - Relação entre o nível de tensão e o SOC de uma bateria chumbo-ácido.



Fonte: Solar (2014).

A Figura 2.4 indica o número de ciclos de uma bateria comercial em função do nível de *DOD*. Pode-se verificar que quando maior a profundidade de descarga menor o número de ciclos da bateria. A designação da curva vermelha indica baterias com ciclos constantes de carga e descarga e a curva azul indica baterias com operação em regime de

flutuações (baterias são mantidas durante a maior parte do tempo em estado de plena carga) MOURA (2014).

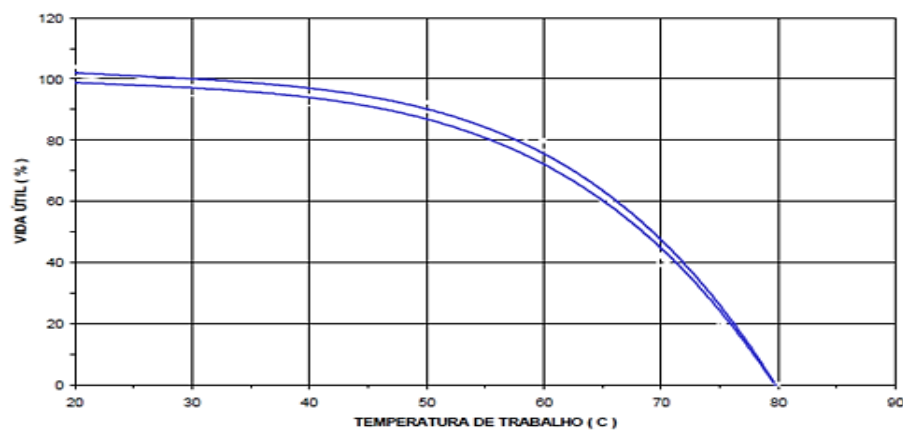


Fonte: Moura (2014).

Para sistemas de geração de energia elétrica provenientes de recursos renováveis, podem ocorrer ciclos diários de carga e descarga dependendo da disponibilidade do recurso. O nível de *DOD* adotado para dimensionamento do sistema de armazenamento varia de 20% a 30%. Em função deste percentual de *DOD* identifica-se que as baterias em regime de ciclos constantes de carga e descarga estariam entre 1600 e 900, estando entre 2000 e 1100 bateria operação em regime de flutuações. Considerando que um dia seja um ciclo (carga e descarga) a vida útil de uma bateria seria de 2,46 a 4,38 anos. Verifica-se que quando menor o nível de *DOD* prolonga-se o tempo de vida útil da bateria.

A Figura 2.5 indica a variação da vida útil em função da temperatura de operação da bateria.

Figura 2.5 – Tempo de vida da bateria em função da temperatura.



Fonte: Moura (2014).

As duas curvas indicam uma faixa de variação da vida útil da bateria em função da temperatura.

As características que se espera de uma bateria (CRESESB, 2014):

- a) Elevado tempo de vida útil;
- b) Elevada eficiência de recarga;
- c) Baixo nível de auto descarga;
- d) Elevado número de ciclos para descargas profundas;
- e) Robustez;
- f) Livres de manutenção (sem adicionamento de água);
- g) Baixo custo; e
- h) Baixo impacto ambiental.

2.3.1.2 Sistema de Controle

Santos (2014) descreve que o sistema de controle é responsável, pelo processamento da potência elétrica entregue pelas diversas fontes, a fim de torná-la condicionada à alimentação de cargas.

O sistema de controle integra todas as unidades sejam estas: geradora, de armazenamento e carga. Os equipamentos que integram o sistema de condicionamento basicamente são:

- a) Controladores de Carga
- b) Retificadores
- c) Inversores

A função básica do controlador de carga é o acoplamento ao sistema de banco de baterias e a garantia do controle contra a sobrecarga e descarga profunda o qual o sistema de armazenamento (bateria) possa ser submetido. Silva (2011) descreve que os controladores tem objetivo controlar o processo de carga e descarga da bateria e com isso evitar que esta sofra sobrecarga ou descarga profunda, efeitos que possam trazer danos irreversíveis.

O mesmo tem como objetivo garantir um nível de tensão estável/adequado para o carregamento da bateria de acordo com as recomendações do manual do fabricante, de modo a prolongar sua vida útil.

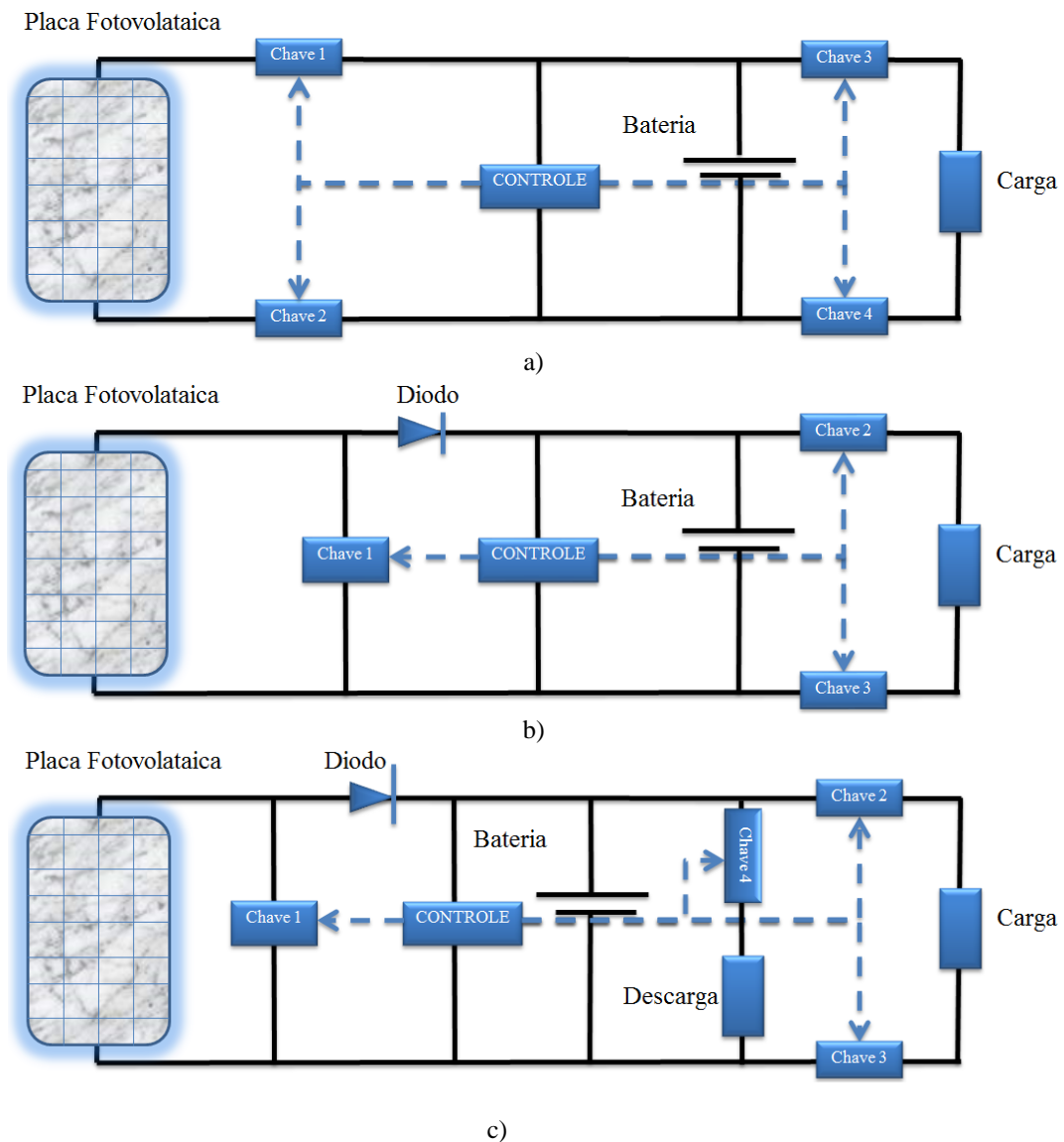
O controle do processo de carga e descarga pode ser efetuado através das seguintes grandezas: *SOC*, da tensão e do nível eletrolítico da bateria. Em F. Kininger (2003)

pode-se encontrar três estratégias de controle que são: a série, paralela e a paralela com *dump load*. A desconexão pode ser efetuada através de chaves (*IGBT* ou *MOSFET*) ou por relés.

O controle aplicado em função da tensão nos terminais da bateria é uma das estratégias mais aplicadas. Nesta estratégia, a tensão da bateria é permanentemente monitorada para verificação dos valores mínimo e máximo.

A Figura 2.6 apresenta as três estratégias de desconexão em função do nível de tensão do banco de baterias que são: série, paralelo e paralelo com dispositivo de dissipação de excedente de energia (*dump load*).

Figura 2.6 – Estratégias de desconexão. a) Desconexão série; b) Desconexão paralelo; c) Desconexão paralelo com *dump load* (dispositivo aplicado para dissipação de excedente de energia).



Fonte: Adaptado de Kassel (2003) e CRESESB (2014).

As três estratégias de controle têm como finalidade assegurar os níveis de *SOC* (mínimo e máximo) para o banco de bateria. Na desconexão série, as chaves 1 e 2 são acionadas caso o banco de baterias esteja em plena carga (abrindo o circuito) e as chaves 3 e 4 são acionadas quando o nível do banco de bateria atinge o valor mínimo programado para o *SOC*. Na desconexão paralela (a mais aplicada comercialmente) a chave 01 atua quando *SOC* é máximo e as chaves 2 e 3 atuam quando *SOC* é mínimo (desconectando a carga).

A desconexão paralela com *dump load*, usada nessa dissertação, apresenta um controle onde o excedente de energia é dissipado em uma carga (resistiva). Essa estratégia atenua a desconexão entre a fonte e o banco de baterias, pois, a chave 4 é acionada e o excedente de energia é direcionado para um dispositivo que dissipa esse excedente.

Os retificadores são aplicados em sistemas híbridos para conexões de aerogeradores e de geradores diesel-elétrico ao barramento CC. O dispositivo eletrônico tem como finalidade de gerar uma saída retificada e controlada (adequada) para que as unidades de geração eólica e diesel possam ser acopladas ao barramento CC, sem prejuízo ao sistema de armazenamento.

Os retificadores são do tipo:

- Não controlados: Apresentam comutação natural, ou seja, quando polarizado diretamente ocorre a condução. Polarização reversa o bloqueio;
- Controlados: São comutados via chaves;
- Configuração Mista: Combina de chaves e diodos.

O inversor é aplicado para se obter uma tensão alternada simétrica de saída com módulo, frequência e com distorções harmônicas adequadas para alimentação de uma carga. Hart (2011) define que inversores são circuitos que convertem CC em CA. Os inversores também podem ser denominados ou conhecidos com conversores CC – CA.

Os inversores podem ser: Inversores de Tensão – VSI; Inversores de Corrente – CSI. As formas de ondas da tensão disponibilizadas podem ser:

- a) Quadradas: apresentam elevada distorção harmônica (acima de 40% de DHT);
- b) Quadrada modificada: mesmo princípio do inversor de onda quadrada com defasamento através do chaveamento, tem-se uma redução no nível de distorção harmônica;
- c) Senoidal: Apresentam melhor eficiência, porém são os inversores de custo mais elevado devido aos circuitos de controles mais complexos e ao maior

número de chaves. Apresentam distorção harmônica abaixo de 5% (Hart, 2011).

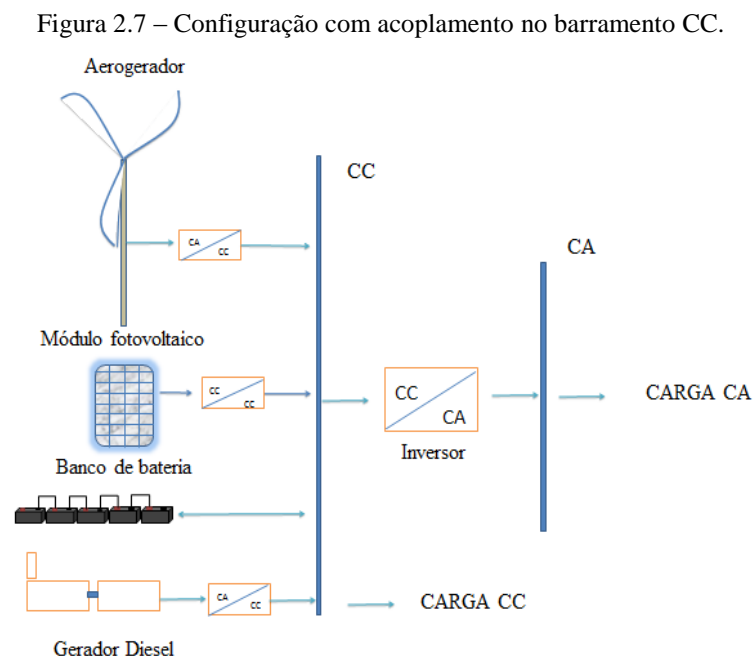
Para mitigar ou minimizar os efeitos das distorções harmônicas é empregado o uso de filtros nos inversores que podem ser: passivo (do tipo: L, LC e LCL) ou ativo.

2.3.2 Configurações dos Componentes do Sistema Híbrido

Os sistemas híbridos são, em sua maioria, aplicados para atendimento de áreas isoladas, através de mini – redes. Também podem ser adotados para atendimento de demandas individuais ou conectados à rede. Os sistemas híbridos podem ser classificados em três configurações:

- Todas as unidades conectadas ao barramento de corrente contínua (CC);
- Todas as unidades conectadas ao barramento de corrente alternada (CA);
- Conexão mista, ou seja, unidades com acoplamento ao barramento CC e também no barramento CA.

Na Figura 2.7 pode-se verificar a configuração com o acoplamento de todas as unidades de geração no barramento CC.

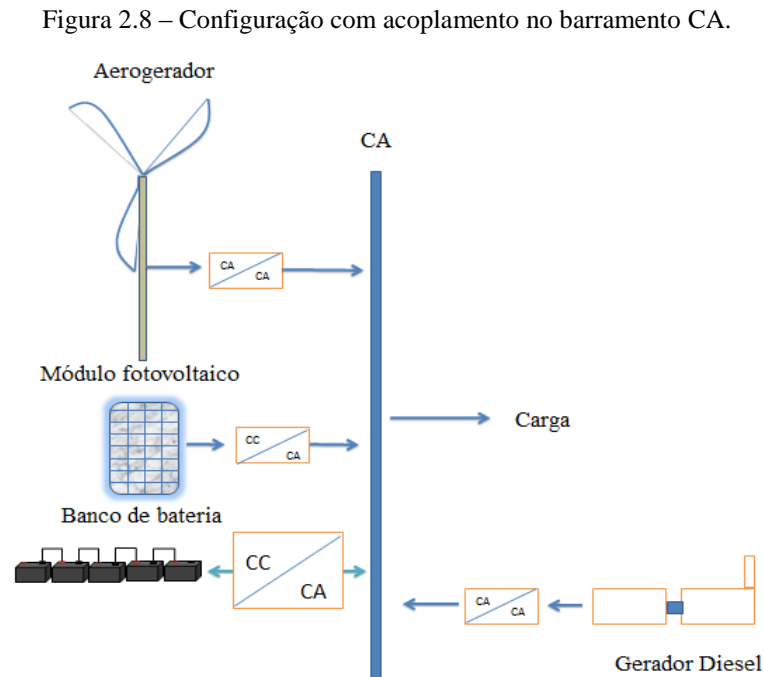


Fonte: Adaptado de Hauschild (2006).

Todas as unidades entregam a geração ao sistema de armazenamento e o mesmo ao barramento CA, contudo a estratégia de geração pode variar. Blasques (2014) relata que a

desvantagem é que toda energia elétrica produzida pelo gerador diesel irá passar por dois processos de conversão até alcançar a carga. Outro fator é caso ocorra algum problema no inversor acarretará na falta de fornecimento de eletricidade a carga.

Na Figura 2.8 tem-se a configuração de todas as unidades acopladas ao barramento CA. Nesta configuração a conexão a carga pode ser dividida em mais duas: centralizada e distribuídas.



Fonte: Adaptado de Hauschild (2006).

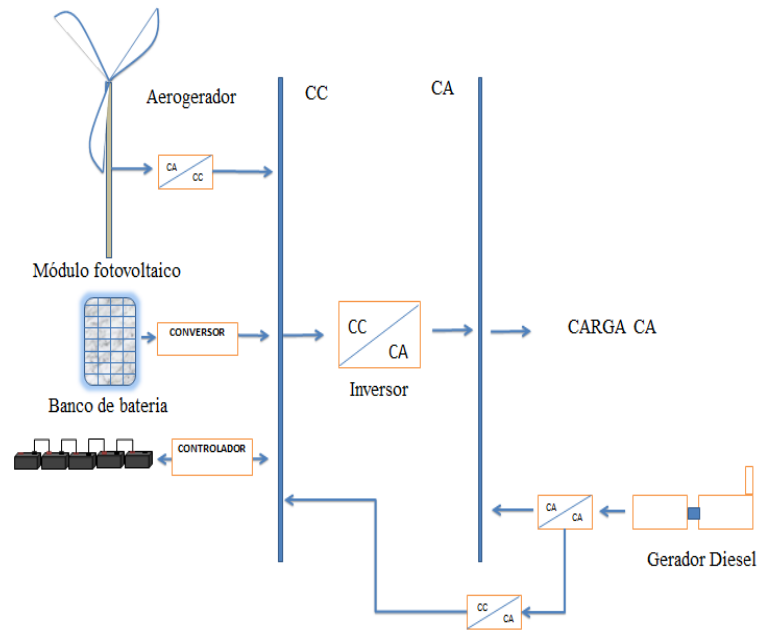
Almada (2013) relata que a vantagem desse sistema é de não necessitar o estágio de conversão de acoplamento do barramento a carga. Como consequência, ocorre a redução dos custos de investimento.

A configuração mista segundo Pinho *et al.*, (2008) é a mais aplicada atualmente, uma das vantagens deste sistema é a possibilidade de operar através da seletividade e de combinar a melhor configuração em função dos custos e dos recursos disponíveis.

A resolução normativa 493/2012 define que o fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) deve ser realizado em corrente alternada (CA - senoidal), observando os níveis de tensão predominantes no município onde estiver localizada a unidade consumidora (REN, 493/2012).

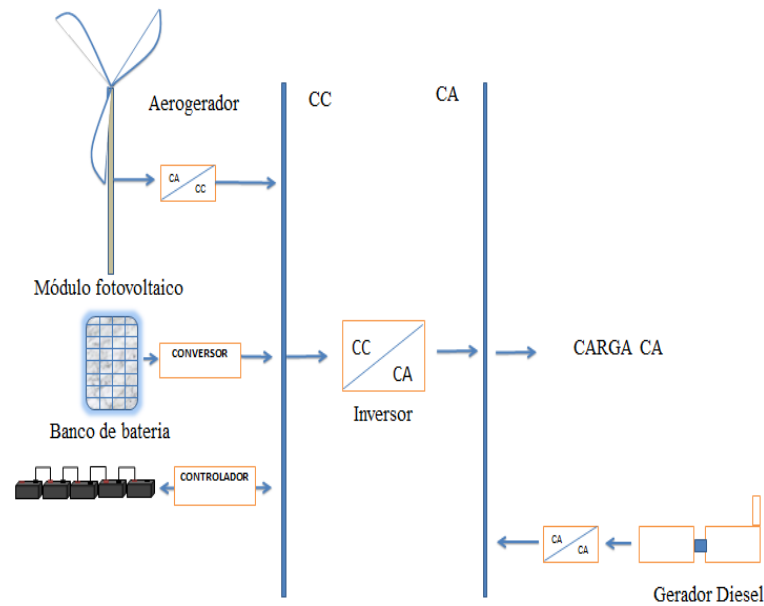
As Figuras 2.9 e 2.10 representam uma configuração híbrida, onde as unidades geradoras por recursos renováveis estão conectadas ao barramento CC e o sistema de geração a diesel acoplada ao barramento CA. Sendo que, na Figura 2.11 o gerador diesel não está acoplado pelo inversor no barramento CC.

Figura 2.9 – Configuração mista com gerador diesel acoplado aos dois barramentos.



Fonte: Adaptado de Pinho *et al.* (2008).

Figura 2.10 – Configuração mista com sistema do gerador diesel acoplado ao barramento CA.



Fonte: Adaptado de Pinho *et al.* (2008).

Porém, podem-se encontrar diferentes topologias de integração dos componentes, Silva; Oliveira; Severino (2010) propõem um sistema híbrido o qual o arranjo fotovoltaico é acoplado ao barramento CA via um conversor CC-CA.

2.3.3 Quanto a Classificação dos Sistemas Híbridos

Pinho *et al.* (2008) apresenta uma classificação quanto ao porte da seguinte forma:

- a) Microsistema: < 1 kW. Utilizada para o atendimento de pequenas cargas individuais;
- b) Pequeno porte: $1 \text{ kW} \leq \text{Capacidade} < 100 \text{ kW}$. A mais encontrada nos sistemas atualmente em operação;
- c) Médio porte: $100 \text{ kW} \leq \text{Capacidade} < 1.000 \text{ kW}$. Exemplo: Sistema híbrido instalado em Fernando de Noronha;
- d) Grande porte: $\text{Capacidade} > 1.000 \text{ kW}$. Exemplo: Sistema híbrido eólico – diesel instalado em Hellgoland/Alemanha (Eólico 1.200 kW - diesel 1.200 kW).

A resolução normativa 482/2012 definiu dois tipos de classes:

- a) Microgeração: até 100 kW;
- b) Minigeração: 100 kW – 1 MW.

A resolução normativa 493/2012 limita a geração em sistemas isolados, indo até 100 kW.

“Sistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW” (REN 493/2012 - Art. 2, Inc. 6).

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas a definição de sistemas híbridos e seus componentes e as diferentes configurações e potências instaladas. A configuração híbrida mais aplicada no continente Americano e no Mundo, é a combinação Diesel-Eólica. Os sistemas híbridos no Brasil também segue a tendência mundial de combinar fontes renováveis e não renováveis.

Em relação ao armazenamento o sistema de banco de baterias do tipo chumbo-ácido é o mais aplicado a sistemas não conectados a rede. O sistema de condicionamento de potência integra a geração e a demanda.

Quanto à configuração dos componentes depende do tipo, de carga, da estratégia de operação e da potência. As configurações dos componentes são do tipo: CC, CA e mista. Em relação à potência instalada os sistemas híbridos podem variar de microgeração até alguns MW.

3. EXPERIÊNCIAS DE SISTEMAS HÍBRIDOS NO MUNDO E NO BRASIL

Entre as soluções para prover o fornecimento de energia elétrica para as comunidades isoladas destaca-se a geração descentralizada como uma alternativa para atender e suprir a deficiência de energia elétrica em áreas isoladas.

A quantidade de habitantes sem acesso à rede elétrica ultrapassa a quantidade de 01 (um) bilhão de pessoas no mundo, sendo que o maior percentual desta população está concentrado em países em desenvolvimento, cerca de 80% na África e na Ásia (IEA, 2014). A tecnologia empregada para atender a estas demandas tem sido, em sua maioria, a base de combustíveis fósseis.

Nayar *et al.*, (1993) relatou que a maior parte das áreas remotas/isoladas da Austrália e grande parte do mundo são atendidas por sistema de geração a diesel. Tais sistemas são frequentemente caracterizados pela baixa eficiência em baixos níveis de carga e de manutenção elevada.

No trabalho de Pereira (2014) é descrito que na maioria das áreas isoladas/remotas o fornecimento de energia elétrica tem sido sustentado pelo emprego de geradores diesel.

Embora a geração diesel seja a mais aplicada em áreas isoladas, a operacionalização não é algo tão simples e apresenta custos operacionais elevados. As dificuldades de operação vão desde a logística de transporte, o armazenamento, o custo do óleo diesel, a necessidade de manutenções constantes e a queima do combustível fóssil acarretando assim emissão de dióxido de carbono (CO₂).

No planejamento do atendimento aos sistemas isolados no Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE – 2014) adverte sobre a logística de transporte do combustível que se dá por vias fluviais e terrestres, sendo que para algumas localidades é necessária a antecipação da entrega do combustível no início de cada ano, devido às restrições de navegabilidade e cheias.

Uma alternativa para a redução ou substituição da geração elétrica por queima de combustíveis fósseis em áreas isoladas é a inserção das fontes renováveis, sejam estas aplicadas isoladamente ou integradas. E dentro deste conjunto de fontes renováveis, no Brasil, destacam-se as fontes eólica e solar devido o país apresentar um potencial significativo de aproveitamento.

Apesar do país apresentar esse potencial, estas fontes apresentam características intermitentes o que muitas vezes limitam a sua aplicação. Em função desta característica

intrínseca aos recursos solar e eólico, as mesmas podem não ser capazes de prover a demanda solicitada pelas cargas.

Por causa da natureza inerente a estas fontes, a proposta do sistema híbrido surge como uma opção estratégica que tem a finalidade de concatenar estas fontes denominadas de intermitentes, permitindo que uma fonte supra a falta temporária da outra, mitigando os riscos de interrupção.

Paralelamente a este contexto, ocorre o problema da escassez de água potável em várias regiões do mundo. De acordo com a ONU, em estudo apresentado na RIO+20, 1,6 bilhão de pessoas vivem em regiões com escassez absoluta de água potável. Desde o começo do século XX, o consumo de água tem aumentado em uma proporção de duas vezes o crescimento populacional. Dessa forma, o relatório estima que, até o ano de 2025, três bilhões de pessoas não terão acesso à água potável e que a escassez pode atingir 45% da população da Terra em 2050.

Os principais objetivos do sistema híbrido são: minimizar ou sanar o déficit entre a geração e a carga (aumentando a confiabilidade do sistema), reduzir os custos de implantação, de reposições, de operação e de manutenção e prolongar da vida útil do sistema.

Os sistemas híbridos, em sua maioria, têm sido aplicados para atender a diferentes demandas tais como:

- a) Atendimento a comunidades remotas;
- b) Bombeamento de água;
- c) Sistemas isolados de telecomunicações;
- d) Iluminação pública;
- e) Abastecimento de escolas e posto de saúdes (isolados);
- f) Irrigações em geral;

3.1 Experiência Mundial

O primeiro sistema híbrido a nível mundial foi instalado em Clayton, Novo México, Estado Unido da América, no ano de 1977. A configuração adota foi a Diesel - Eólico (PINHO *et al.*, 2008).

Tzen e Morris (2003) relatam sobre aplicação de fontes renováveis em processos de dessalinização. Dos 09 casos descritos dois são configurações híbridas. As configurações aplicadas foram: Diesel (D) – Eólico (E) – Fotovoltaico (FV) (Grécia) e o outro e em Israel

(Maagan Michel) com a configuração: E – FV. O primeiro com capacidade instalada de, D de 3 kW; E de 1 kW e FV de 4 kWp o segundo com capacidade E de 0,6 kW e FV de 3,5 kWp.

Carroquino, López e Agustín (2015) utilizaram uma ferramenta de simulação e otimização baseada em algoritmos genéticos, denominado Hoga (Hybrid optimization by genetic algorithms). A finalidade do projeto é aplicar um sistema híbrido financeiramente viável, que possa reduzir ou substituir a geração D aplicada na irrigação de água por gotejamento na região do Mediterrâneo. Em função da sazonalidade do recurso eólico e da não coincidência com o período do cultivo, o sistema adequado, em função dos recursos disponíveis no período em que se faz necessária a irrigação, foi à configuração híbrido D - FV.

Tao Ma, Lin Lu e Hongxing (2014) realizaram um estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido E – FV com sistema de armazenamento em banco de bateria para atendimento de uma ilha remota na Costa da China. Utilizou o software Homer para realizar as simulações. Os resultados demonstram que o gerador D existente na ilha pode ser totalmente substituído. Cerca de 84% da carga foi atendida pela geração solar e 16% pela eólica. No entanto, devido ao descompasso entre a demanda de energia solicitada e a geração, 48% da energia elétrica gerada não é aproveitada. O custo de energia (CE) do sistema foi de 0,595 US\$/kWh e apresentou expectativa de redução em função do desenvolvimento da indústria de energia renovável e dos avanços tecnológicos.

Maleki, Ameri e Keynia (2015) apresentaram um sistema híbrido E – FV – Baterias. Foi utilizado algoritmo baseado na lógica de otimização por nuvem de partículas (*Particle Swarm Optimization*) para o dimensionamento ótimo do sistema híbrido. O dimensionamento ótimo é a configuração de menor custo e que garanta o fornecimento de eletricidade. O modelo foi aplicado em três regiões atípicas localizados no Irã, utilizando de informações e dados meteorológicos do local. Análise econômica da modelagem demonstrou que, devido à situação geográfica do Irã (elevados níveis de irradiação e baixa velocidade do vento), o sistema híbrido é adequado para regiões com níveis de velocidade do vento razoáveis.

Huang *et. al.*, (2015) apresentam uma configuração híbrida E - FV, na qual várias turbinas eólicas de pequeno porte tomam-se o lugar de uma maior. O desempenho do sistema híbrido, denominado de multi-turbinas, foi comparado com o sistema tradicional (referência). Utilizou o software *TRNSYS* para comparar as duas configurações. Os resultados demonstraram que para baixa velocidade do vento, o sistema híbrido E - FV com multi-turbinas, apresentou melhores resultados. A simulação foi aplicada para três locais distintos, os resultados

demonstram que o sistema híbrido com as multi-turbinas teve desempenho superior quando comparado com o sistema com um único aerogerador.

Uma análise de um sistema híbrido D – FV com sistema de armazenamento em volante de inercia pode ser encontrada em Ramli, Hiendro e Twaha (2015) utilizando o *software Homer*. Os dados para análise foram da cidade de Meca na Arábia Saudita. A análise incidiu sobre a viabilidade de utilizar o volante de inércia como sistema de armazenamento de energia. O estudo indicou que o sistema híbrido D – FV com sistema de armazenamento combinando entre o banco de baterias e o volante de inercia apresentou-se, com o menor custo, quando comparado com as configurações: D – FV, D – FV – Bateria, D – E – FV; D – E – FV, Bateria; D – E; D – E – banco de baterias. A aplicação do volante implicou em um prolongamento da vida útil do banco de bateria e consequentemente uma redução: nos custos de reposição e no dimensionamento do banco de bateria

Sinha e Chandel (2014) apresentaram uma análise de 19 softwares destinados à avaliação de viabilidade técnica econômica de sistemas de energia conectados ou não à rede. Foi demonstrada uma análise comparativa de um estudo de caso para dois sistemas: FV - bateria e híbrido E – FV – Bateria. Entre os 19 softwares analisados, Homer foi considerada a ferramenta mais completa, pois apresentou maior número de combinações de sistemas de energia. Outro fator foi a análise de sensibilidade que torna mais rápido e fácil a avaliação da configuração proposta. Outros softwares analisados: Retscreen, Hoga, Trnsys e Hybrid2.

Gopal et. al., (2013) realizaram uma revisão literária de fontes renováveis aplicadas a sistemas de bombeamento de água. As investigações relatadas são classificadas em cinco grupos: sistema de bombeamento de água – FV; sistema de bombeamento de água solar térmico; sistema de bombeamento de água – E; sistema de bombeamento de água biomassa e sistema de bombeamento de água - híbrido. Os autores demonstraram que o sistema híbrido surge como uma opção para aplicação de bombeamento de água em função da complementaridade das fontes intermitentes. Contudo o sistema FV é o mais aplicado no bombeamento de água.

Um protótipo de um navio verde, híbrido D-FV, foi proposto por Jun Lee et al., (2013), visando minimizar os custos de consumo de D e reduzir a emissão de dióxido de carbono. Foram instalados 3,2 kW de painéis no navio com um retorno do investimento em 11,87 anos. O híbrido também contou com sistema de banco de baterias para balanço de carga. O protótipo tem potencial para uso comercial, em função da crescente redução dos custos dos módulos FV.

Rehman et. al., (2012) apresentaram estudo aplicando o Homer para definir a melhor configuração e reduzir a dependência de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica para atender a demanda de uma pequena aldeia Rowdat Ben Habbas, na parte nordeste da Arábia Saudita. O sistema híbrido escolhido é D-E-FV com 35% de penetração de energias renováveis (26% eólica e 9% solar) e 65% de D (cinco unidades de 1.120 kW cada), apresentando o menor CE (0,212 US\$/kWh), a um preço de D de 0,2 US\$/L.

Pode-se encontrar em Daud e Ismail (2012) um estudo e concepção de um sistema híbrido para abastecer as cargas elétricas de uma casa de família na Palestina de acordo com suas necessidades energéticas. Foram modelados os componentes do sistema e usados os dados de medições do vento e da irradiação global da zona rural selecionada. A configuração com menor custo é o cenário em que o sistema híbrido é composto por módulo FV – E, sistema de banco de baterias e gerador diesel. O CE para este cenário é 0,281 US\$/kWh. A fonte fotovoltaica contribui com 60% da planta com 1/2 dia de autonomia.

Kaldellis (2012) refere-se ao sistema de piloto instalada na Grécia constituído por uma turbina eólica de 2 kW, um arranjo FV de 610 Wp e um banco de baterias de chumbo-ácido. O sistema forneceu 23 m³ de água por dia a partir de uma profundidade de 30 m.

Hongxing, Wei e Chengzhi (2009) apresentam um método para projetar um sistema híbrido para fornecer energia elétrica para uma estação de retransmissão de telecomunicações ao sudeste da China. O monitoramento dos recursos indicou que, o local apresenta boas características complementares entre a energia solar e eólica. Os autores descreverem que o sistema híbrido E – FV utilizou de um banco de baterias e estas não foram submetidas a elevados níveis de descarga. A capacidade do sistema híbrido E – FV é 12 kW e 7,8 kWp respectivamente e o sistema de banco de baterias com capacidade de 5000 Ah.

Skretas e Papadopoulos (2008) compararam três configurações de geração de energia elétrica baseadas em fontes renováveis (vento e solar) aplicadas em sistemas de bombeamento de água: (1^a) sistema de geração fotovoltaica; (2^a) sistema de geração eólica; (3^a) sistema de geração híbrida E – FV. Foi utilizado *Matlab/Simulink* para simular as três configurações, os dados utilizados são da região de Trácia (Xanthi, Grécia). O sistema híbrido apresentou desempenho superior aos demais, porém para locais com excelentes níveis de irradiação ou com elevada velocidade do vento, o híbrido pode não ser a melhor solução.

Kaldellis e Vlachos (2006) realizaram um estudo técnico sobre sistema híbrido D-E com armazenamento em banco de baterias, através de um algoritmo numérico. O sistema híbrido é uma alternativa para atender as demandas de energia elétrica de inúmeros consumidores remotos. O modelo foi aplicado em três ilhas da Grécia (Andros, Kea e Naxos).

Embora não realize um estudo financeiro, o artigo teve como objetivo central propor um sistema híbrido com consumo mínimo de D e consequentemente reduzir o custo operacional de abastecimento e de trocas/substituição do banco de baterias (prolongamento da vida útil do banco de baterias). O modelo híbrido demonstrou a melhor alternativa em relação ao custo operacional (redução do consumo do D e redução do banco de baterias).

Kamel e Dahl (2005) aplicaram o Homer para identificar uma solução baseada nos recursos eólico e solar no deserto do sudoeste do Egito (Oweinat) para reduzir o uso de combustível fóssil aplicado no fornecimento de eletricidade para bombeamento de água e atendimento às residências locais. O sistema híbrido mais favorável foi uma combinação de fonte renovável e não renovável (D – E). Os tomadores de decisão foram criticados por terem o foco evidente apenas nos custos iniciais e a falta de conscientização em adotar tecnologias alternativas que sejam mais benéficas ao meio ambiente. E conclui que, apesar do subsídio sobre o D, o mesmo não foi à opção mais econômica.

Vick e Neal (2012), em função de uma pesquisa aplicada aos criadores de gado na região do Texas – Estados Unidos da América (EUA) , identificaram que bombas mecânicas empregadas no bombeamento de água apresentavam um índice elevado de manutenção corretiva, e consequentemente um período de indisponibilidade. A investigação analisou o emprego de sistema E – FV individualmente e posteriormente o uso híbrido das duas fontes aplicado a um sistema moto-bomba para substituição das bombas mecânicas. O resultado foi que o sistema híbrido apresentou 28% de água bombeada a mais em comparação com o sistema E ou FV operando individualmente.

Akyuz, Oktay e Dincer (2011) utilizaram o Homer para realizar simulações de quatro configurações para atendimento de energia elétrica a uma avicultura. As configurações propostas foram: (1) geração D, (2) híbrido D – FV com banco de baterias, (3) híbrido D – E com banco de baterias e (4) híbrido D – E – FV com banco de baterias. O local de estudo foi Balikesir, Turquia. O resultado foi que o sistema híbrido D – E – FV com banco de baterias apresentou menor CE, que foi de 1,039 US\$/kWh.

Bekele e Tadesse (2011) relatam que na Etiópia a população que tem acesso a eletricidade não é superior a 16%. Os autores apresentaram um estudo de viabilidade de um pequeno sistema híbrido combinando recursos eólico, solar, hídrico e combustível fóssil para fornecer eletricidade para a localidade de Taba. Foi utilizado o software Homer para análise. A avaliação do CE foi em função do preço do diesel. Os resultados identificaram que, quanto maior o valor do preço do combustível maior era a penetração das fontes renováveis na configuração. Para valores do diesel entre US\$0,74 – US\$1,05/L a configuração de menor

custo é a hídrico – D – banco de baterias, para o diesel acima de US\$1,05/L as configurações de menor custo são: hídrico – FV – banco de baterias; e hídrico – E – FV – banco de baterias.

Velo *et al.*, (2014) demonstram um estudo para quatro locais distintos na Espanha, em todos foram adotadas a configuração híbrido E – FV com banco de baterias. O estudo identificou que o CE variou em função da disponibilidade do potencial renovável de cada local.

A Tabela 3.1 demonstra alguns exemplos em relação aos CE para diferentes regiões do mundo e períodos. O que se verifica é uma não uniformidade dos CE, que é razoável, pois os custos de um sistema irão variar não somente em função do potencial do recurso, mas também pelo tempo de vida, pelo juro aplicado, pelos custos dos equipamentos, pela complexidade de estratégias de controle, pelos impostos praticados em cada país.

Tabela 3.1 – Análise de CE para diferentes regiões e configurações.

LOCAL	ANO	CONFIGURAÇÃO	CE
Palestina – Oriente Médio ¹	2012	1 D - E - FV - (Banco de baterias) (0,5 dias autonomia);	1 0,28 US\$/kWh;
		2 D - FV - Banco de baterias (0,6 dias de autonomia);	2 0,33 US\$/kWh;
		3 D - E - Banco de baterias (0,3 dias autonomia);	3 0,43 US\$/kWh;
		4 F;	4 0,74 US\$/kWh;
		5 E;	5 0,53 US\$/kWh;
		6 D;	6 0,74 US\$/kWh;
Oweinat – Egito ²	2013	1 D	1 0,16 \$/kWh;
		2 D - E - Banco de baterias;	2 0,10 \$/kWh;
		3 D - E - FV - Banco de baterias	3 0,11 \$/kWh;
Espanha (Madri; Burgos; Alto Rodicio e Punta Candelaria) ³ .	2014	D - E - Banco de baterias	0,80 euro/KWh;
		Madri ($v=3,92$ m/s)	0,72 euro/kWh;
		Burgos ($v=5,08$ m/s)	0,64 euro/kWh;
		Alto Rodicio ($v=6,19$ m/s) Punta Candelaria ($v=7,39$ m/s)	0,62 euro/kWh

Fonte: Daud e Ismail (2012)¹; Kamel e Dahl (2005)²; Velo *et al.* (2014)³.

3.2 Experiência Brasileira

A experiência brasileira com sistemas híbridos dá-se no início da década de 90. O primeiro sistema híbrido instalado no país foi no arquipélago de Fernando de Noronha em junho de 1992 (sistema D – E). A capacidade do aerogerador instalado foi de 75 kW (tipo assíncrono). A instalação da turbina resultou em uma redução de consumo de óleo D de

70.000 L/ano. Em 2001 foi instalado o segundo aerogerador de capacidade de 225 kW. (ANEEL, 2008).

A Figura 3.1 demonstra o segundo aerogerador instalado no arquipélago de Fernando de Noronha.

Figura 3.1 - Instalação do segundo aerogerador em Fernando de Noronha.



Fonte: Aneel, 2008.

A experiência brasileira com sistema híbrido é recente. E alguns destes projetos foram parcerias entre o governo público e universidades públicas, parcerias que fomentaram o desenvolvimento e a pesquisa.

Pinho *et al.*, (2008) apresentam os sistemas híbridos instalados na região Amazônica. O segundo sistema híbrido foi instalado em 1996, com o objetivo de atender 120 famílias da Vila Campinas situado no Município de Manacapuru, estado do Amazonas. A configuração instalada foi a FV e D, o projeto foi uma parceria entre o Governo Brasileiro e o Governo Estadunidense. O sistema híbrido consta com um arranjo FV de 800 módulos com capacidade instalada de 51,2 kWp e dois geradores D de 53 kVA e um banco de baterias com 120 unidades (cada unidade com capacidade de 200 Ah). O projeto teve apoio técnico do National Renewable Energy Laboratory (NREL) e a Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás (CEPEL) (PINHO *et al.*, 2008). O sistema supriu o consumo elétrico de 120 famílias.

No ano de 1997 a configuração E – FV entra em operação na Vila Joanes localizado no Estado do Pará (PA), primeiro sistema híbrido totalmente renovável, o sistema foi concebido para operar conectada a Usina Termoelétrica que atende o município. O

objetivo foi de sustentar a carga nos horários de ponta. O sistema conta com um arranjo FV de 55 módulos com capacidade instalada de 10,2 kWp e 04 aerogeradores de 10 kW (cada unidade).

A Figura 3.2 apresenta o sistema híbrido E – FV que atende a comunidade Joanes – PA.

Figura 3.2 – Sistema híbrido (E – FV) de Joanes-PA.



Fonte: CRESESB – (2006).

O sistema híbrido (D - E) instalado em Praia Grande – PA no ano de 1998 teve como objetivo de prover energia elétrica para 26 famílias. O sistema consiste de um aerogerador de 7,5 kW, dois geradores D com 7,5 kVA e 20 unidades de baterias de 150 Ah. O projeto foi uma parceria entre o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA); Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT); Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e outros.

Em 1999, na localidade de Tamaruteua, foi instalado o sistema híbrido (D - E - FV) com o objetivo de atender 51 famílias. O sistema passou por revitalizado em 2005. A sua capacidade instalada é de: 3,8 kWp FV; 02 aerogeradores de 7,5 kW; 01 gerador a D de 40 kVA e 64 unidades de baterias de 350 Ah. O sistema D entra em operação em função do nível de tensão do banco de baterias. Parcerias: GEDAE/UFPA – Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)/UFPE – Centrais Elétrica do Pará (CELPA) – Estado do PA, CNPq e Ministério de Minas e Energia. O projeto propôs uma novidade, o sistema de venda de energia

pré-pago, por meio de um cartão com chip. O valor do cartão é de R\$ 15,00 e dá direito a um consumo de 30 kWh (LUZ PARA TODOS, 2010).

Em Vila de Araras - Rondônia (RO), foi instalado um sistema híbrido com configuração (D – FV) operando simultaneamente. A população atendida foi de 103 habitantes e o sistema foi instalado em 1999 (GAUSCOR, 2015). O projeto foi uma parceria entre a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). A capacidade instalada é: 20,48 kWp – Fotovoltaica e 162 kW de geração D.

A Figura 3.3 apresenta o arranjo FV e o sistema de condicionamento de potência.

Figura 3.3 – a) Arranjo FV Araras – RO; e b) Sistema de condicionamento de potência do arranjo FV



a)



b)

Fonte: Guascor (2015).

A Figura 3.4 apresenta o gerador D que compõem o sistema híbrido de Araras – RO.

Figura 3.4 - Grupo Gerador diesel do sistema híbrido de Araras – RO.



Fonte: Guascor (2015).

Um sistema híbrido (D – E – PV) foi instalado em São Tomé – PA no ano de 2003. Teve como objetivo prover eletricidade para a comunidade. O sistema é composto por uma gerador D de 20 kVA; um arranjo FV de 40 módulo com capacidade instalada de 3,2 kWp; um aerogerador de 7,5 kW e um banco de baterias de 40 unidades de 150 Ah (cada). As três unidades não operam simultaneamente, o gerador D atua com backup e assume a carga caso o banco de baterias não possa mais atender a demanda solicitada. A manobra é efetuada de forma manual.

Na Vila de Sucuriçu foi instalado um sistema híbrido (D – E – FV) no ano de 2008, localizada no estado do Amapá (AP). O sistema tem como finalidade atender 81 famílias. A capacidade instalada é de: o arranjo FV de 20 Wp; a geração E de 37,5 kW e o sistema D de 48 kW.

Borges Neto *et al.*, (2011) apresentam o sistema híbrido (D – E – FV) instalado em 2008 na Ilha de Maiaú – MA, como a finalidade de prover eletricidade para 90 famílias. O projeto foi desenvolvido em parceria entre a Universidade Federal do Maranhão (UFMA) e o Ministério de Minas e Energia (com recurso do programa Luz Para Todos – LPT). O sistema é composto por três aerogeradores de 7,5 kW e um arranjo FV de 21,06 kWp e um grupo de gerador D com capacidade de 53 kW e um banco de baterias com 120 unidades de baterias de 150 Ah.

A Figura 3.5 apresenta a configuração dos três aerogeradores na Ilha de Maiaú no Maranhão e o subsistema de banco de baterias.

Figura 3.5 – a) Três aerogeradores instalados em Ilha de Maiaú – MA; b) Sistema de banco de baterias.



a)



b)

Fonte: Luz Para Todos (2010).

Em função das metas de universalização, um sistema híbrido foi adotado para atender a demanda da Ilha das Araras, município Currálinho/PA (Ilha de Marajó) em 2012. O projeto do programa LPT teve como objetivo prover eletricidade a comunidade ribeirinha da ilha (PAC-2, 2012). O sistema possui a seguinte configuração: 01 aerogerador de 6 kW e um arranjo FV de 15,6 kWp e um gerador D de 7,5 kW (CERQUEIRA, 2011).

Devido à área de atendimento o projeto foi dividido em três partes, duas áreas atendidas, por sistema de geração individual FV e uma pelo sistema geração híbrida D – E – FV.

A comunidade de Ilha Grande, localizada no município de Humberto de Campos/MA, também foi contemplada com um sistema híbrido (D – FV), o sistema gera energia elétrica para cerca de 250 habitantes. A Figura 3.6 demonstra o arranjo FV com capacidade de 30,8 KWp. O sistema híbrido de ilha grande também possui um sistema de geração D de 30 kVA (GUASCOR, 2015).

Figura 3.6 - Arranjo FV de Ilha Grande – MA.



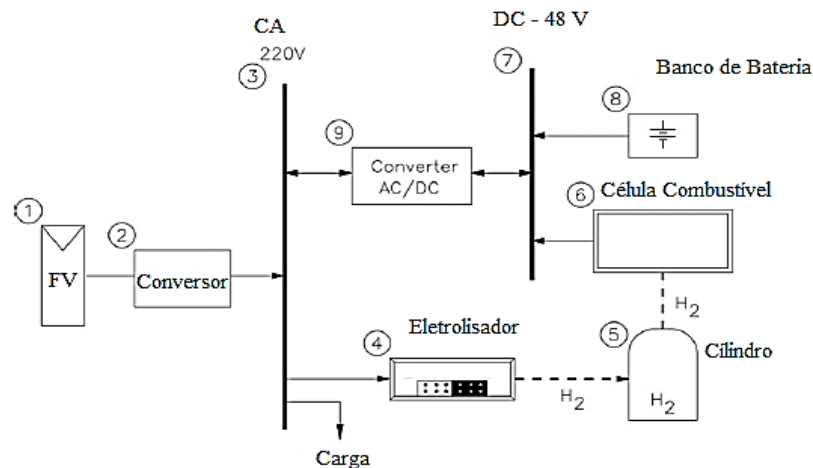
Fonte: Guascor (2015).

Silva; Oliveira; Severino (2010) apresentam um sistema híbrido FV e célula combustível, instalado em 2006 na reserva de proteção ambiental de Canguçu, no estado do Tocantins (TO). A capacidade do arranjo FV é de 19,09 kWp a capacidade o sistema célula combustível é de 5 kW e 08 baterias de 220 Ah.

O objetivo do sistema é prover eletricidade para o centro de pesquisa de Canguçu. O sistema substitui um gerador D. O trabalho também demonstrou uma análise financeira do projeto, o estudo indicou que o sistema de células combustível ainda apresenta custo elevado e que ainda não é economicamente viável.

A Figura 3.7 representa o esquemático do sistema instalado na reserva de Canguçu.

Figura 3.7 – Configuração híbrida (FV – célula combustível) de Canguçu/TO.



Fonte: Silva; Oliveira; Severino (2010).

Cavalcante *et al.*, (2014) relatam sobre um sistema híbrido E – FV com banco de baterias. O sistema é aplicado para sustentar uma base flutuante do Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá (IDSMS), localizado no município de Tefé, estado do Amazonas. O híbrido é composto por um arranjo fotovoltaico de 2,08 kWp, sendo dividido em dois conjuntos, cada um com 8 módulos de 130 Wp. Além disso, um aerogerador de 300 W, um banco de bateria com tensão nominal de 24 V e composto por 16 baterias de 150 Ah cada.

Rosa (2007) relata sobre a instalação de dois sistemas híbridos ambos E – D, instalados com o objetivo de prover eletricidade para as localidades da ilha de Algodal e a comunidade do Motta, sendo que a configuração instalada na comunidade do Motta foi de um aerogerador com capacidade de 10kW, e o gerador D com 30 kVA, ambas no estado PA.

A Universidade Federal do Amapá (Unifap) 2014 em parceria com a UFPA e com financiamento do CNPQ, instalaram um sistema híbrido E - FV de bombeamento de água onde o paralelismo entre as duas fontes de energia é realizado por meio de um inversor de frequência, o projeto foi financiado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) em Itaubal, localizada a 103 km de Macapá, Estado do Amapá.

A Força Aérea Brasileira (FAB) adotou um sistema híbrido FV – D, a finalidade é prover eletricidade para a Base de Surucucu, no estado de Roraima (RR). A FAB relata que a configuração híbrida reduziu o consumo de diesel em 65%. A função da estação de Surucucu é a de manter as comunicações entre o centro de controle aérea, localizado em Manaus, e as aeronaves que cruzam as aerovias da região (KYOCERA, 2013).

Zukowski Jr, Santos e Leal (2010) relatam sobre um sistema híbrido solar-eólico que foi instalado em uma comunidade isolada do Jalapão-TO, o sistema instalado é um sistema híbrido composto por três turbinas eólicas com capacidade nominal de 1kW cada, 52

módulos FV de 70W. Faz parte também do sistema um banco de 32 baterias de 150 A/h cada. A finalidade do sistema é prover eletricidade a comunidade de Boa Esperança.

A Tabela 3.2 fornece um resumo dos sistemas híbridos instalados no Brasil, destacando a configuração e o ano de instalação.

Tabela 3.2 – Exemplos de sistemas híbridos instalados no Brasil.

LOCAL	CONFIGURAÇÃO	Instalado
Fernando de Noronha – PE ¹	D – E: (Capacidade E:225 kW e D: 4095 kW);	1992
Vila Campinas – AM ²	D – FV: (Capacidade FV: 51,2 kWp; D =106 kVA e Banco de baterias com 120 Unidades de baterias de 200Ah - cada);	1996
Vila de Joanes – PA ²	E – FV: (Capacidade FV: 10,2 kW; E = 40 kW e Banco de baterias de 200 unidades de baterias de 1000Ah - cada);	1997
Praia Grande – PA ²	D – E: (Capacidade E = 7,5 kW, D = 15 kVA e 20 unidades de baterias de 150 Ah - cada);	1998
Tamaruteua – PA ²	D – E – FV: (Capacidade FV = 1,92 kWp; E = 15 kW; D = 30 kVA e 64 unidades de baterias de 350 Ah);	1999/2005
Vila de Araras RO ²	D – FV: (Capacidade FV = 20,48 kWp e D= 162 Kw);	1999/2001
São Tomé – PA ²	D – E – FV: (Capacidade E = 7,5 kW; FV = 3,2 kWp; D = 20 kVA e 40 unidade de baterias de 150 Ah - cada);	2003
Reserva de Canguçu – TO ⁷	FV + Célula Combustível	2006
Vila de Sucuriçu – AP ²	D – E – FV: (Capacidade E = 37,5 kW; FV = 20 kWp e D = 48 kW);	2008
Ilha de Maiaú – MA ³	D – E – FV com Sistema de Armazenamento em Banco de baterias. Eólica com 22,5 kW; arranjo FV com 21,06 kWp e geração D com 53 kW e 120 unidades de baterias de 150 Ah.	2008
Ilhas de Araras – PA ⁴	D – E – FV: (Capacidade E = 6 kW; FV = 15,6 kWp e D = 7,5 kW);	2011
Itaubal, Macapá - AP.	E – FV	2014
Surucucu – AM ⁹	D – FV	2012
Ilha Grande – MA ⁸	D – FV: (Capacidade de FV = 30,78kWp; D = 30 kVA);	ND
Comunidade de Mota – PA ⁵	D – E: (Capacidade E = 10kW; D = 30 kVA);	ND
Ilha do Algodoal	D – E	ND
Porto Moz – PA ⁶	D – FV: O arranjo FV com capacidade de 37,4 kWp e a geração D de 6,5 kW.	ND
Boa Esperança – Jalapão/TO ¹⁰	E – FV: (Capacidade E = 3 kW e FV = 3,64 kW)	ND

Fonte: Guascor (2015)⁸ Cerqueira (2011)⁶; Ministério do Planejamento – PAC 2 (2013)⁴; Rosa (2007)⁵; KYOCERA (2013)⁹; Borges Neto, *et al.*, (2011)³; Silva; Oliveira; Severino, (2011)⁷; Pinho, *et al.* (2008)²; Aneel (2008)¹, Zukowski Jr, Santos e Leal (2010)¹⁰. ND = Não disponível.

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado às experiências de sistemas híbridos no mundo e no Brasil. Verifica-se que os sistemas híbridos são adotados em sua grande maioria para atendimento a comunidades no modelo de micro redes. Ficando a cargo do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI), estratégia de bombeamento e/ou irrigações de água. A aplicação de SIGFI tem utilizado amplamente os sistemas FV ou a geração por combustível fóssil para realizar esta tarefa.

A configuração de sistema híbrido no Brasil também segue a tendência mundial que é a combinação de fontes renováveis e não renováveis; no Brasil a configuração D-E-FV é a mais aplicada seguida pelas D-FV e D-E.

Neste aspecto a presente pesquisa inova por investigar o desempenho de um sistema híbrido E-FV com banco de baterias aplicado para prover eletricidade a um sistema de bombeamento de água.

4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO APLICADO AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA

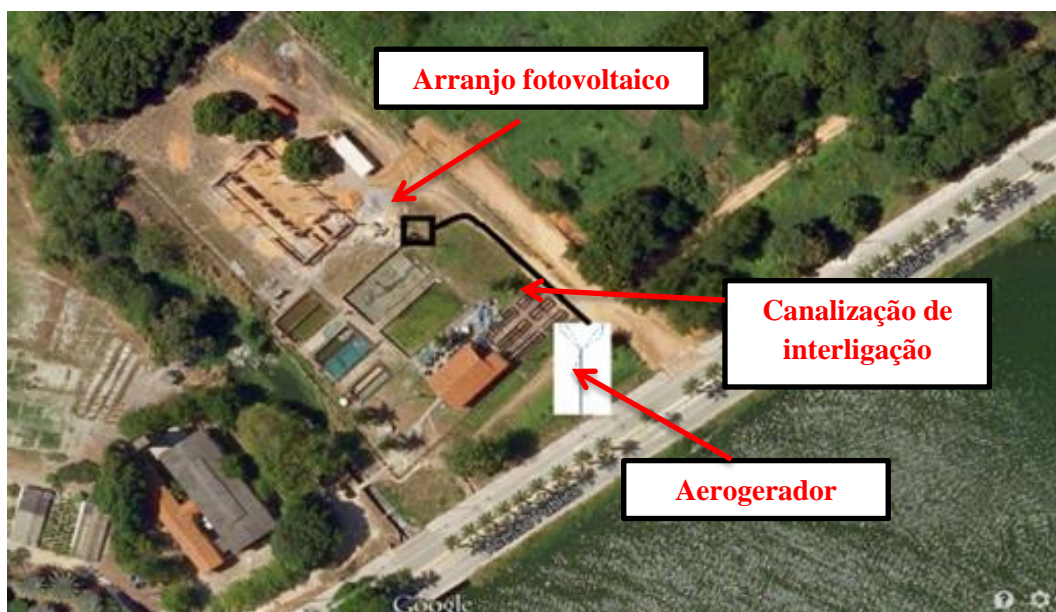
4.1 Localização da Planta

O sistema híbrido eólico-fotovoltaico aplicado ao bombeamento de água está instalado em frente ao açude do Campus do PICI da Universidade Federal do Ceará (UFC), em Fortaleza/CE, Brasil, localizado nas seguintes coordenadas: - 3,74° de latitude e - 38,57° de longitude.

O projeto foi executado com o objetivo de avaliar o funcionamento e o desempenho em campo do sistema híbrido eólico-fotovoltaico com banco de baterias aplicado no bombeamento de água.

Na Figura 4.1 verifica-se o local de instalação do sistema híbrido.

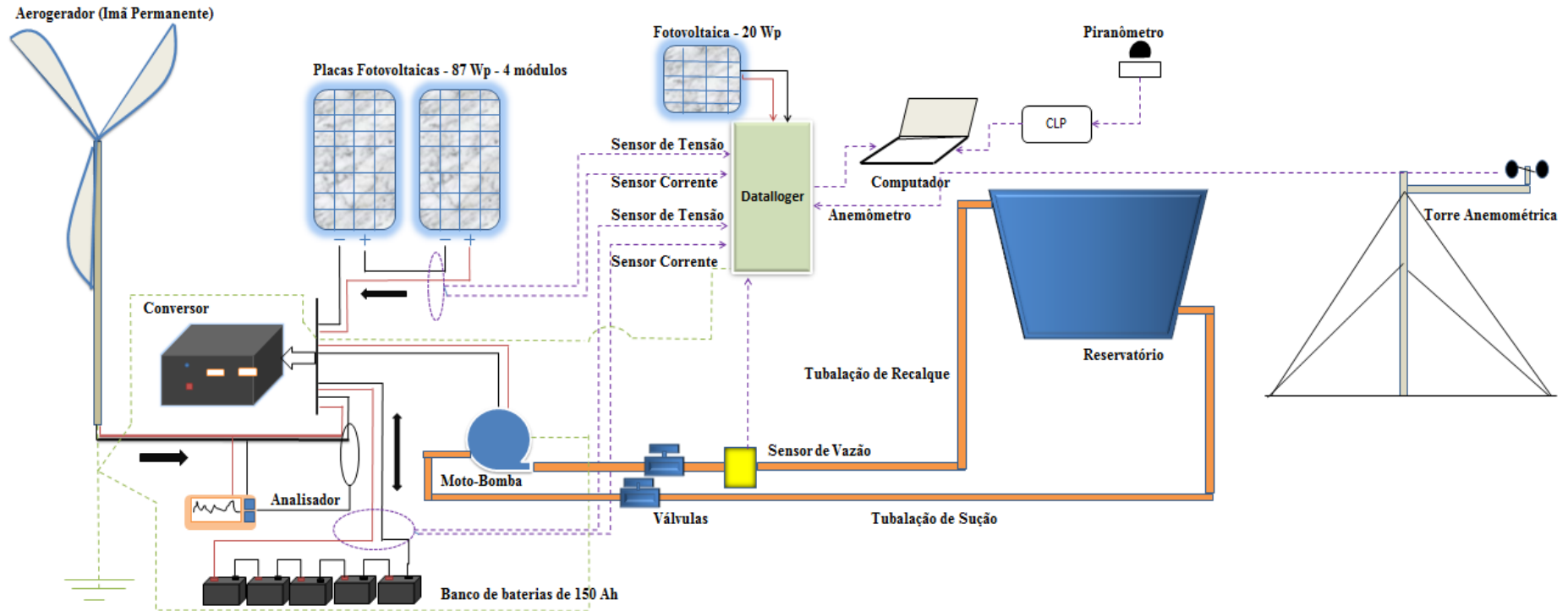
Figura 4.1 - Localização do Sistema Híbrido.



Fonte: Adaptado maps.

A Figura 4.2 apresenta o diagrama esquemático das unidades e periféricos da planta híbrida e hidráulica: unidades de conversão (arranjo fotovoltaico e o aerogerador), unidade de armazenamento de energia (banco de baterias), sistema hidráulico, sistema de supervisor e aquisição de dados, analisador de energia, instrumentos de medidas (velocidade do vento e irradiância) realizadas pelo anemômetro e piranômetro e sistema de condicionamento de potência (ou sistema de controle). Uma abordagem mais detalhada da unidade está apresentada nas seções seguintes, nas quais se encontra descrito cada componente.

Figura 4.2 - Esquemático do sistema híbrido E-FV aplicado ao bombeamento de água.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

De forma concisa, as unidades de conversão, de armazenamento, hídrica e aquisição são compostas por:

- a) Unidades de conversão: é composto por um arranjo com 04 módulos fotovoltaicos (FV) de potência de 87 W_P , do tipo policristalino, um aerogerador do tipo imã permanente de 1 kW que faz uso de um sistema de orientação, instalado em torre tubular.
- b) Sistema de armazenamento de energia: o sistema compõem 05 baterias do tipo chumbo ácido, com capacidade de 150 Ah, associada em série.
- c) Sistema hidráulico: composto por conjunto moto-bomba, sendo o motor monofásico de 0,5 cv e uma bomba centrífuga, um reservatório instalado a altura manométrica de 9,82 (mca), tubulações de sucção e recalque.
- d) Sistema de aquisição de dados: é composto por três equipamentos de supervisórios que são: *datallogger*, CLP e o analisador de energia, estão com os relógios ajustados a fim de sincronizar as informações coletadas. Têm como objetivo monitorar e armazenar os dados elétricos e não elétricos da planta.

Em virtude da distância do aerogerador ao laboratório de fontes alternativas (LEA), foi necessário implantar os elementos que compõem a planta (híbrida e hidráulica) de forma estratégica que facilitassem as interligações entre estes. Em função desta dificuldade foi utilizado um abrigo de alvenaria, localizado próximo ao aerogerador e o mesmo acomodou os seguintes elementos: banco de baterias, motor bomba, sistema de condicionamento de potência e o *datallogger*. O reservatório foi instalado sobre o abrigo.

Desta forma os elementos foram distribuídos em pontos estratégicos, de modo a facilitar a interligação, ficando o arranjo fotovoltaico instalado a 9,2 metros do abrigo e o aerogerador a uma distância de 77,2 metros.

4.2 Descrição Detalhada dos Componentes

4.2.1 Unidades de Conversão

A configuração do sistema híbrido instalado possui duas unidades de conversão que são: o arranjo FV com capacidade instalada de 348 W_P e um aerogerador de pequeno porte de 1 kW, totalizando 1,348 kW de potência instalada.

4.2.1.1 Arranjo Fotovoltaico

O arranjo dispõe de quatro módulos FV do tipo policristalino modelo KC85T. Os 4 (quatro) módulos FV foram associados em série, devido à compatibilização do nível de tensão do sistema de controle (instrumento a ser detalhado posteriormente) e o banco de bateria. Os módulos foram fixados em uma estrutura metálica tubular com inclinação de 10° , a estrutura é fixa e está instalada e direcionada para o norte geográfico. A estrutura possui uma abertura entre os módulos FV para circulação de ar. A área do arranjo FV é de $2,62 \text{ m}^2$.

Na Figura 4.3 verifica-se o arranjo instalado sobre a estrutura metálica.

Figura 4.3 - Arranjo FV (vista frontal).



Fonte: Próprio Autor.

De acordo com o fabricante, o módulo KC 85T apresenta:

- a) Proteção contra condições ambientais, devido ao encapsulamento das células (vidro temperado);
- b) Facilidade de instalação, devido à moldura de alumínio; e
- c) O tempo de vida útil de 20 a 25 anos.

As principais especificações técnicas do módulo utilizado estão apresentadas na Tabela 4.1.

As especificações elétricas apresentadas na Tabela 4.1 estão sob condições padrões de teste (STC), ou seja, 1.000 W/m^2 de irradiância, massa de ar de $1,5 \text{ AM}$ e temperatura de 25°C na superfície da célula.

Tabela 4.1 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico KC 85T.

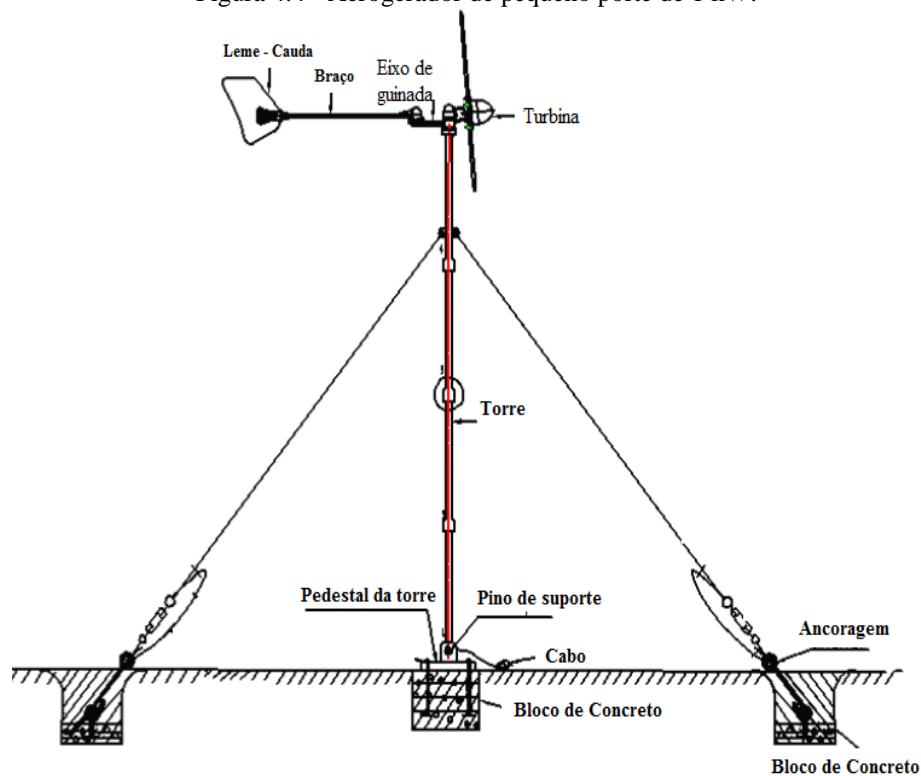
Parâmetro	Valor
Comprimento	1,007m
Largura	0,652 m
Espessura	0,058 m
Máxima Potência	87 W _p
Tensão de Circuito Aberto	21,7 V
Corrente de Curto Circuito	5,34 A
Tensão Máxima Potência	17,4 V
Corrente de Máxima Potência	5,02 A
Temperatura Nominal de Operação	47 °C
Coeficiente de temperatura da corrente	2,12 x 10 ⁻³ A/°C

Fonte: *Kyocera* (2014).

4.2.1.2 Aerogerador

O aerogerador está instalado em frente ao açude a uma altura de 8 m (altura até o cubo). O aerogerador usado no sistema híbrido é formado basicamente por: turbina de 3 pás, um gerador do tipo imã permanente, um sistema de orientação e um mastro tubular estaiado conforme a Figura 4.4. O modelo do aerogerador de pequeno porte de capacidade de 1 kW. A turbina utilizada no aerogerador é do tipo sustentação, as pás são de fibra de vidro e o diâmetro da turbina é de 3,11 m.

Figura 4.4 - Aerogerador de pequeno porte de 1 kW.



Fonte: *Brasil Wind Service* (2014).

O aerogerador possui um sistema de direcionamento formado pelo leme direcionador e o eixo de guinada. O leme direcionador é acoplado a um braço e este ao eixo de guinada, que tem por função alinhar a turbina eólica no sentido da direção do vento de modo que a turbina responda às mínimas mudanças na direção do vento e deste modo capture a maior quantidade de energia eólica possível. O eixo de guinada cumpre uma série de funções no aerogerador tais como:

- a) Efetuar a fixação do aerogerador à torre, ao sistema de orientação, não permitir a torção do cabo elétrico durante a mudança de direção do aerogerador em função da direção do vento;
- b) Facilitar o alinhamento do aerogerador com a direção do vento.

A turbina é acoplada diretamente ao gerador, evitando assim o uso de um sistema de transmissão via caixa de engrenagem. A turbina é responsável pela conversão da energia cinética contida no vento em energia mecânica na forma de torque girante, a qual é aplicada ao gerador que a converte em energia elétrica através da conversão eletromagnética (LOPES, 2011) O gerador utilizado pelo aerogerador é do tipo síncrono de imã permanente monofásico e pode desenvolver potência nominal de 1 kW a uma velocidade do vento de 9 m/s.

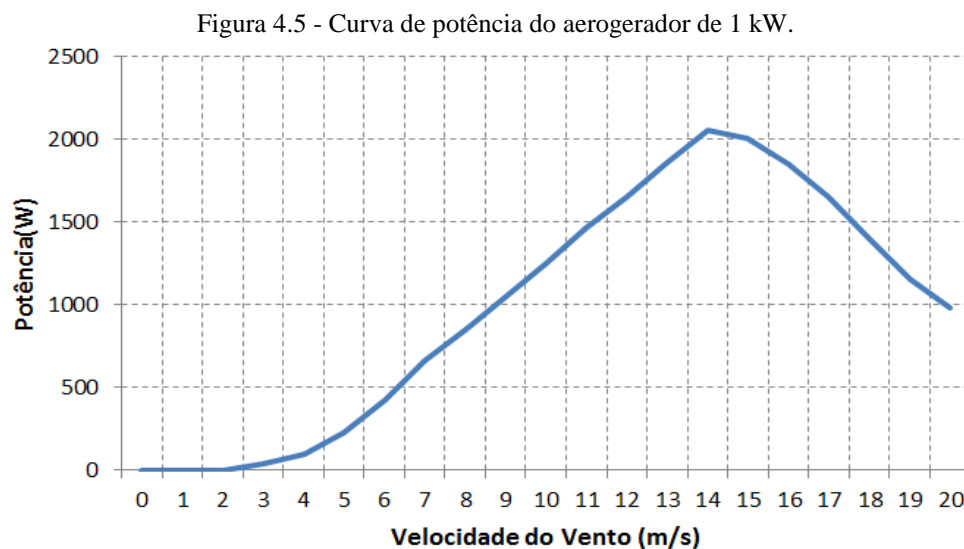
As características elétricas e mecânicas do aerogerador são fornecidas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Características técnicas do aerogerador instalado.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	1 kW
Potência Máxima de saída	2 kW
Tensão de Saída	60 V
Quantidade de Pás	03
Material da Pá	Fibra de vidro
Diâmetro do Rotor	3,1 m
Velocidade de Partida	3,0 m/s
Velocidade Nominal	9,0 m/s
Rotação Nominal	500 rpm
Coefficiente de Potência	0,45
Saída do Gerador	Monofásica
Frequência de Saída	0 ~ 400 Hz
Eficiência do Gerador	0,8
Peso do Gerador	15 kg

Fonte: Brasil Wind Service (2014).

Observando a Figura 4.5, que demonstra a curva de potência do aerogerador, pode se verificar redução significativa de potência para velocidades acima de 14 m/s, indicando que a turbina possui controle estol.



Fonte: Adaptado da Brasil Wind Service (2014).

Na Figura 4.6 tem-se uma vista do aerogerador instalado no campus do Pici.

Figura 4.6 - Vista do aerogerador de 1 kW.



Fonte: Próprio Autor.

No anexo 01 são apresentadas as imagens de montagem e instalação do conjunto do aerogerador.

Como foi verificado na Figura 4.1, o aerogerador não está instalado ao lado do abrigo utilizado para acomodar os equipamentos da planta. A conexão do aerogerador até o abrigo foi efetuada por um cabo elétrico de 16 mm².

Na Figura 4.7 tem-se a canalização aberta do aerogerador até ao abrigo para instalação do cabo elétrico que foi aplicado na conexão.

Figura 4.7 - Instalação do cabo para conexão do aerogerador até o abrigo.



Fonte: Próprio Autor.

4.2.2 Banco de Baterias

As baterias são os elementos armazenadores de energia, visando garantir a continuidade do suprimento em horários de ausência total ou parcial dos recursos eólico ou solar.

O sistema híbrido faz uso de 05 baterias estacionárias 12MC150 de chumbo-ácido, reguladas a válvulas, associadas em série conforme a Figura 4.8. A sigla MC indica que são dispositivos específicos para utilização em sistemas de energias renováveis, operando a ciclos constantes e lentos de carga e descarga. Os três últimos dígitos definem a capacidade em Ah do dispositivo, ou seja, 150 Ah.

De acordo com o fabricante, a vida útil destas baterias é, em média, de 5 anos, sendo que o tempo de vida pode ser reduzido em função da temperatura de operação e dos níveis de carga e descarga.

Figura 4.8 - Banco de baterias em série.



Fonte: Próprio Autor.

As principais especificações técnicas das baterias utilizadas estão descritas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Especificações técnicas das baterias 12MC150.

Parâmetro	Valor
Altura	0,233 m
Largura	0,211 m
Comprimento	0,512 m
Peso	43,8 kg
Tensão Nominal (25 °C)	12 V
Capacidade Nominal	150 Ah
Tensão Flutuação	13,20 – 13,38 V
Corrente de Máxima Potência	14,20 – 14,40 V
Compensação Negativa de Temperatura (acima de 25°C)	-0,33 Volts / 10 °C
Compensação Negativa de Temperatura (abaixo de 25°C)	+0,33 Volts / 10 °C

Fonte: Moura (2014).

4.2.3 Sistema de Condicionamento de Potência

As unidades de conversão usam recursos renováveis com características intermitentes; logo, faz-se necessário um sistema de condicionamento de potência de modo a permitir o acoplamento das unidades de conversão à carga.

O sistema de condicionamento de potência aplicado na configuração híbrida faz parte do conjunto do aerogerador, sendo nomeado de Sistema de Controle. O

equipamento agrega as funcionalidades de: Retificador, Inversor e Controlador de Carga.

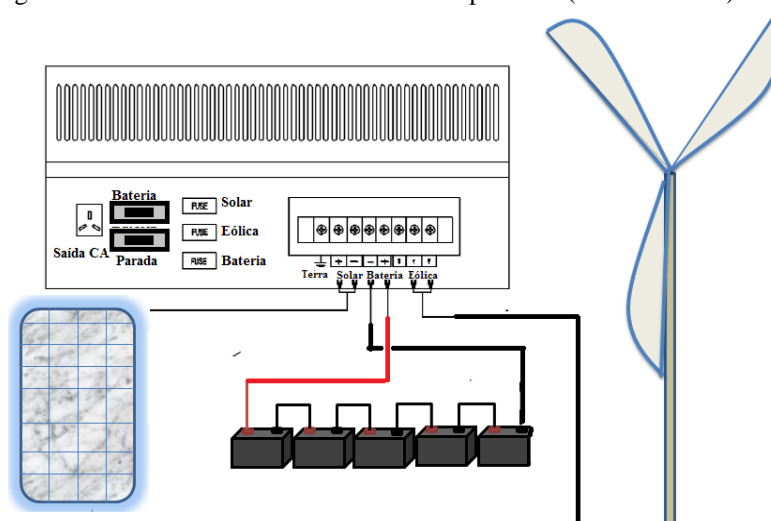
O sistema também possui um controle de *dump load*, o mesmo tem como objetivo dissipar o excedente (quando a potência gerada pelas unidades de conversão é superior à potência consumida pela carga e à potência disponibilizada para armazenamento). A *dump load* é composta por 20 lâmpadas dicroicas de 100 W.

O sistema de controle integra todos os sistemas (unidades de conversão, o banco de baterias e a carga). O sistema pode operar tanto no formato híbrido como na configuração isolado, o mesmo pode comportar um arranjo fotovoltaico de até 500 W e um aerogerador de 1 kW.

Ressalta-se que não há informações sobre a conexão dos módulos fotovoltaicos (nível de tensão de operação) no manual do fabricante, apenas indicação que a potência máxima para o sistema solar é de 500 W.

Na Figura 4.9 tem-se uma visão da conexão das unidades de conversão e do sistema de armazenamento de energia no sistema de controle. O sistema de controle possui três fusíveis de proteção, um para cada unidade de conversão (solar e eólico) e um para o banco de baterias, localizados na parte inferior central do equipamento.

Figura 4.9 - Sistema de condicionamento de potência (Vista Traseira).



Fonte: Adaptado de Brasil Wind Service (2014).

Na parte inferior à esquerda do equipamento verifica-se três elementos que são:

- a) Bateria: uma chave de conexão ao banco de bateria;

- b) Parada: uma chave para parada emergencial do aerogerador, utilizada também para seu bloqueio quando não está em funcionamento (curto circuito do aerogerador).
- c) Saída CA: disponibiliza uma saída de tensão alternada monofásica de 220V/60 Hz.

O sistema de controle não disponibiliza nenhum tipo de parametrização, como, por exemplo, o controle do nível de tensão do banco de baterias. O sistema possui na parte frontal um botão de liga e desliga, sendo que na posição ligado o equipamento habilita a disponibilidade de nível de tensão, e dois *displays* que indicam o nível de tensão do banco de baterias e a corrente de carga ou descarga.

Na Figura 4.10 verificam-se lâmpadas usadas para dissipação de excedente de energia (*dump load*).

Figura 4.10 - Lâmpadas usadas para dissipação de excedente de energia (*dump load*).



Fonte: Próprio Autor.

4.2.4 Motor Assíncrono

O motor de indução é monofásico de 220 V/ 60 Hz, disponibilizando uma potência mecânica de 0,5 cv. O motor tem como objetivo acionar a bomba centrífuga, sendo este o principal componente do sistema hidráulico. O motor assíncrono apresenta como vantagem, além da simplicidade e robustez, um custo relativamente pequeno para a mesma potência, quando comparado com os motores de corrente contínua ou máquinas síncronas (LOPES, 2011).

As características elétricas e mecânicas do motor utilizado na unidade eólica de bombeamento são fornecidas na Tabela 4.4, conforme dado de placa.

Tabela 4.4 – Características elétricas do motor de indução utilizado.

Parâmetro	Valor
Potência Mecânica	0,5 cv
Tensão	220 V
Corrente Nominal	2,5 A
Frequência	60 Hz
Rotações	3450 rpm

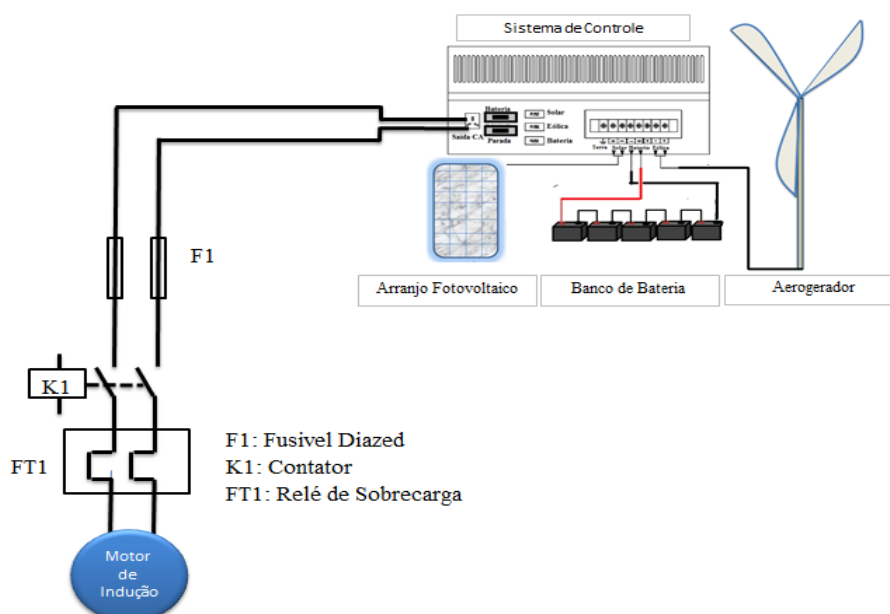
Fonte: Dados de Placa do Motor de Indução.

4.2.5 Sistema de Acionamento

Foi aplicado um sistema de acionamento de partida direta para interligar o sistema de condicionamento de potência ao sistema moto-bomba. O acionamento do motor de indução foi realizado através de uma chave de partida da WEG modelo PDWM que possui a seguinte composição: 02 botoeiras (liga/desliga), 01 contator e 01 relé de sobrecarga. Adicionalmente, foi instalado um fusível do tipo Diazed de 2 A.

Ressalta-se que o sistema de condicionamento possui três fusíveis de proteção, sendo um utilizado no sistema de baterias, um para a unidade de geração eólica e o outro para a unidade de geração solar (todos os fusíveis são de 45 A). Todos os fusíveis foram trocados por fusíveis de menor capacidade (20 A). Esta troca foi motivada pela análise das chaves que compõem a unidade do inversor do sistema de controle, onde foi observado que as chaves são do tipo *MOSFET* com capacidade de condução de 17 A. A Figura 4.11 representa a configuração elétrica do sistema utilizado para acionamento da planta hidráulica.

Figura 4.11 - Diagrama de blocos do sistema elétrico para acionamento do motor.



Fonte: Elaborador pelo Autor.

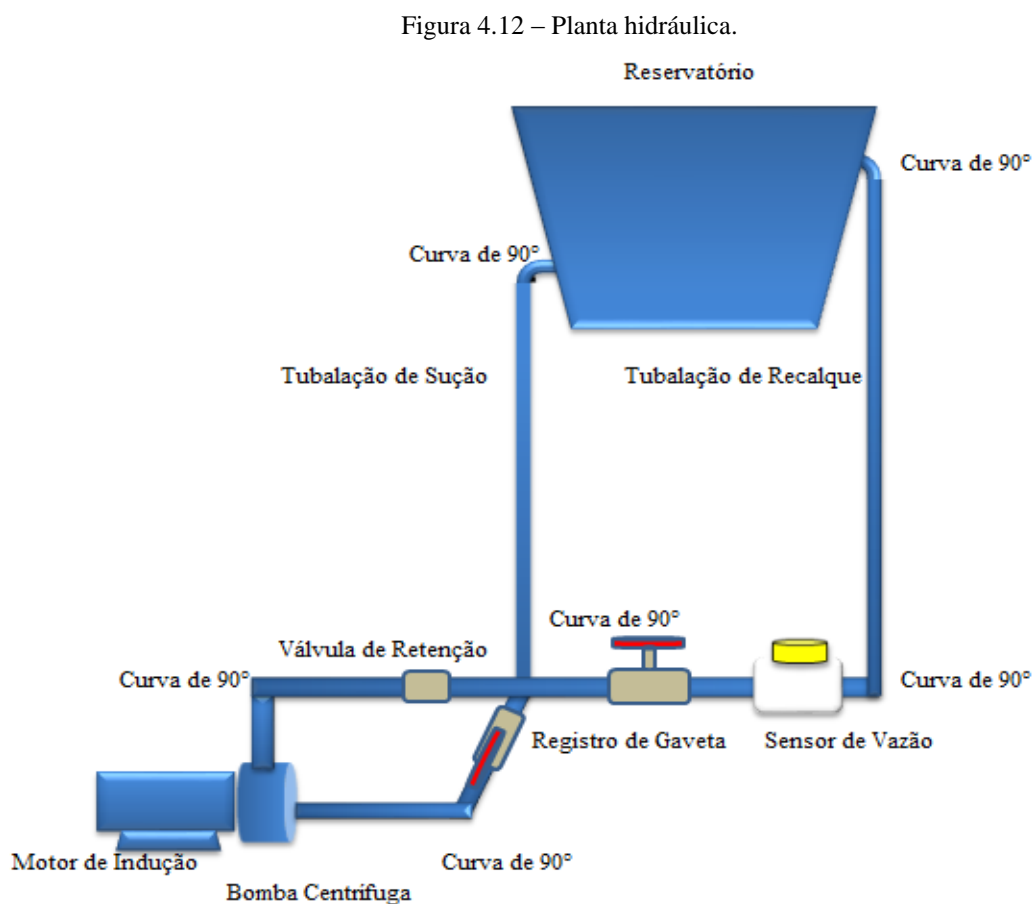
4.2.6 Sistema Hidráulico

O sistema hidráulico de bombeamento de água é composto por uma bomba centrífuga, tubulação e o reservatório elevado.

O sistema hidráulico possui como principal componente a bomba centrífuga, interligada ao reservatório elevado mediante tubos que conduzem a água captada no próprio reservatório e a devolvem (sistema de circuito fechado).

Associados aos tubos estão outros dispositivos, tais como as válvulas (registros) e o medidor de vazão. O sensor de vazão está conectado ao sistema de coleta e armazenamento de dados (*data logger*).

A Figura 4.12 demonstra o diagrama do sistema hidráulico instalado para o bombeamento.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

A Figura 4.13 demonstra o sistema hidráulico instalado para o bombeamento.

Figura 4.13 – Sistema moto-bomba.



Fonte: Próprio Autor.

A bomba centrífuga é uma, turbo máquina, sendo mais aplicada para bombeamento de líquidos na irrigação agrícola, nos edifícios residenciais, no saneamento básico e na indústria em geral (LOPES, 2011). As bombas centrífugas podem ser do tipo de superfície ou submersíveis de modo que sua aplicação requer adequações entre a bomba instalada, a tubulação empregada e da fonte fornecedora do fluido bombeado.

O sistema moto-bomba aplicado é o modelo QB-60 da INAPI; a Tabela 4.5 representa a variação da vazão da água bombeada em função da altura manométrica.

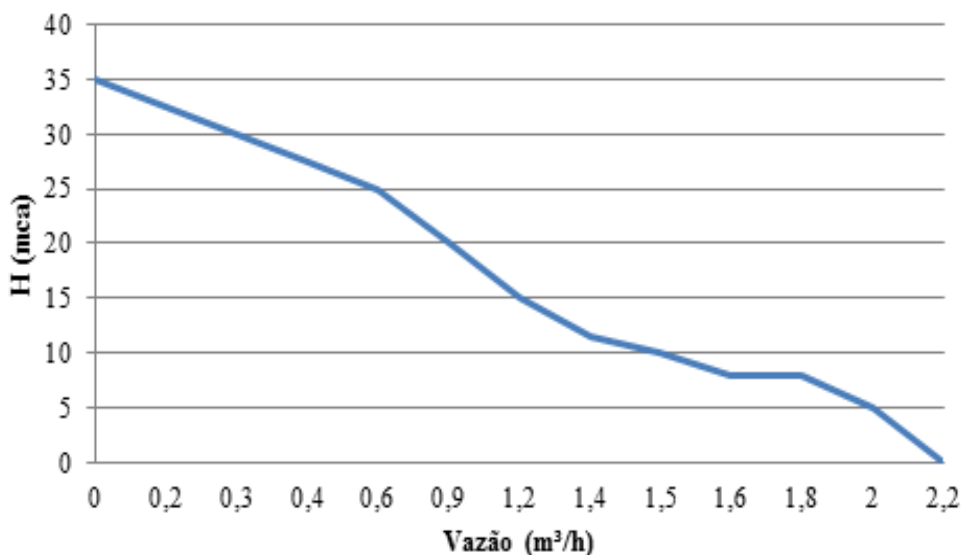
Tabela 4.5 - Variação da vazão.

Dados Técnicos				2	5	10	15	20	25	30	35	
Modelo	cv	Sucção: polegada	Recalque: polegada	Vazão (m ³ /h) para altura de sucção zero (0) mca								Pressão Max
QB-60	0,5	1	1	2,2	2,0	1,5	1,2	0,9	0,6	0,3	0	

Fonte: Agrotama (2014).

A Figura 4.14 representa a curva característica do modelo QB-60 instalado para realizar o bombeamento de água.

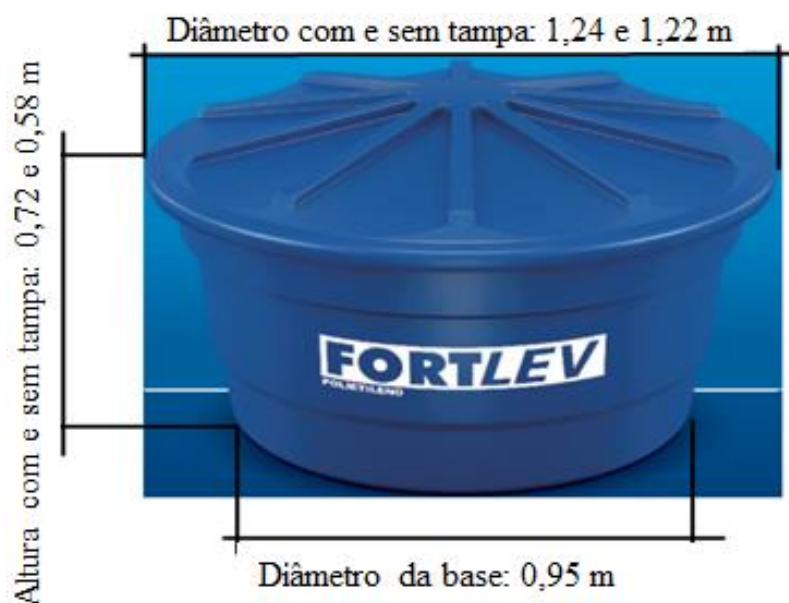
Figura 4.14 - Curva característica da moto-bomba QB-60.



Fonte: Agrotama (2014).

O sistema hidráulico possui um único reservatório de material polietileno com capacidade de armazenar 500 litros. O reservatório está instalado sobre a estrutura de alvenaria que abriga o sistema de condicionamento de potência, sistema de armazenamento de energia, sistema de coleta e armazenamento de dados, sistema de proteção elétrica e sistema de bombeamento de água. A altura manométrica é de 9,82 mca. A Figura 4.15 demonstra as dimensões do reservatório.

Figura 4.15 – Dimensões do reservatório aplicado na planta hídrica.



Fonte: FORTLEV (2015).

Para instalação das tubulações foram utilizado tubos de PVC soldáveis para água fria. Lopes (2011) define que tubulação é um conjunto de tubos, unidos de modo a garantir o fluxo da água na instalação hidráulica. A tubulação está dividida em: sucção e recalque. A tubulação utilizada tem associada um dispositivo de medição (medidor de vazão).

4.2.7 Sistema de Coleta e Armazenamento de Dados

Os sistemas de coleta e armazenamento de dados aplicados no sistema híbrido de geração de energia elétrica, na planta hidráulica e para os dados de vento e irradiância foram: um *data logger* e um analisador de energia, que coletam dados elétricos e não elétricos e um controlador lógico programável (CLP) que coleta dados não elétricos. Estes dados foram coletados mediante sinais enviados por sensores instalados em diversos pontos a serem detalhados posteriormente. Os relógios dos diferentes equipamentos foram ajustados no mesmo horário, para que as leituras estivessem em sincronismo de horário.

O *data logger* registrou as variáveis elétricas do arranjo fotovoltaico, do banco de baterias e não elétricos (velocidade do vento e vazão da água bombeada), o analisador de energia fez a medição e registro das variáveis elétricas do aerogerador e o CLP registrou variáveis não elétricas (irradiância e temperatura).

A coleta dos dados armazenados foi realizada mediante uso de *softwares* proprietários dos fabricantes e os dados foram acessados via interface de comunicação. Tanto o *data logger* quanto o analisador disponibilizam os dados no formato texto (.txt).

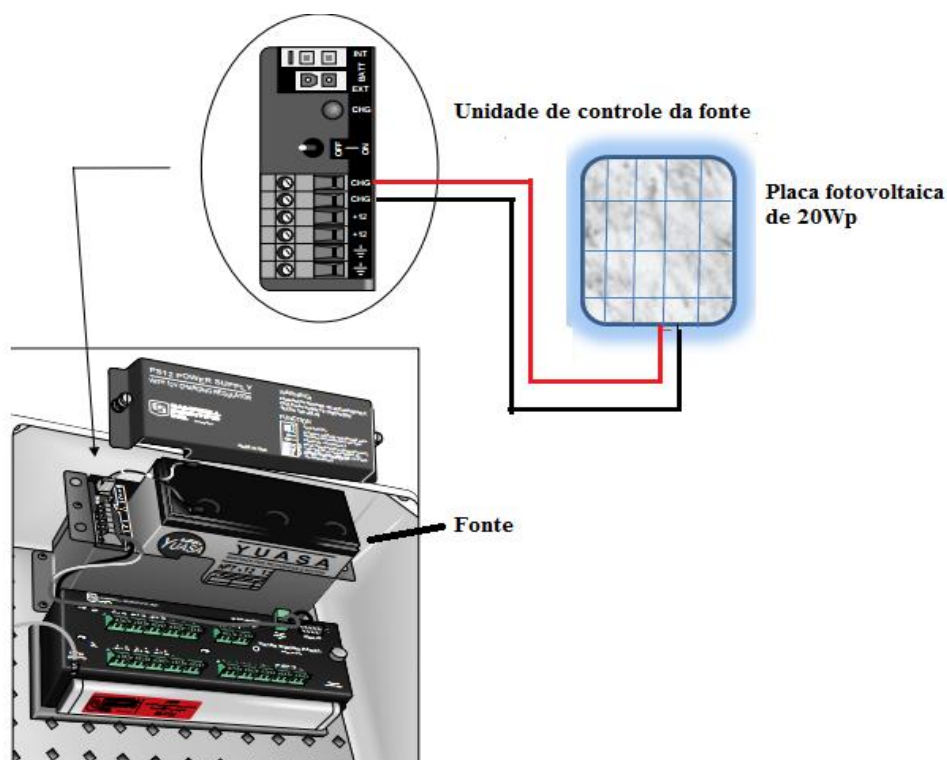
4.2.7.1 Data logger

O *data logger* utilizado é da *Campbell* modelo CR10X, tendo como objetivo coletar e armazenar dados advindos dos sensores localizados em pontos estratégicos.

A alimentação do CR10X é realizada por uma bateria interna de 12 V e por uma placa fotovoltaica de 20 Wp, que tem a finalidade de carregar a bateria interna do equipamento. A placa fotovoltaica foi instalada na torre anemométrica.

A Figura 4.16 demonstra a unidade de alimentação do *data logger*, bem como o diagrama de conexão da placa fotovoltaica utilizada para alimentar o equipamento.

Figura 4.16 – Alimentação do *data logger* pelo módulo FV de 20W_p.

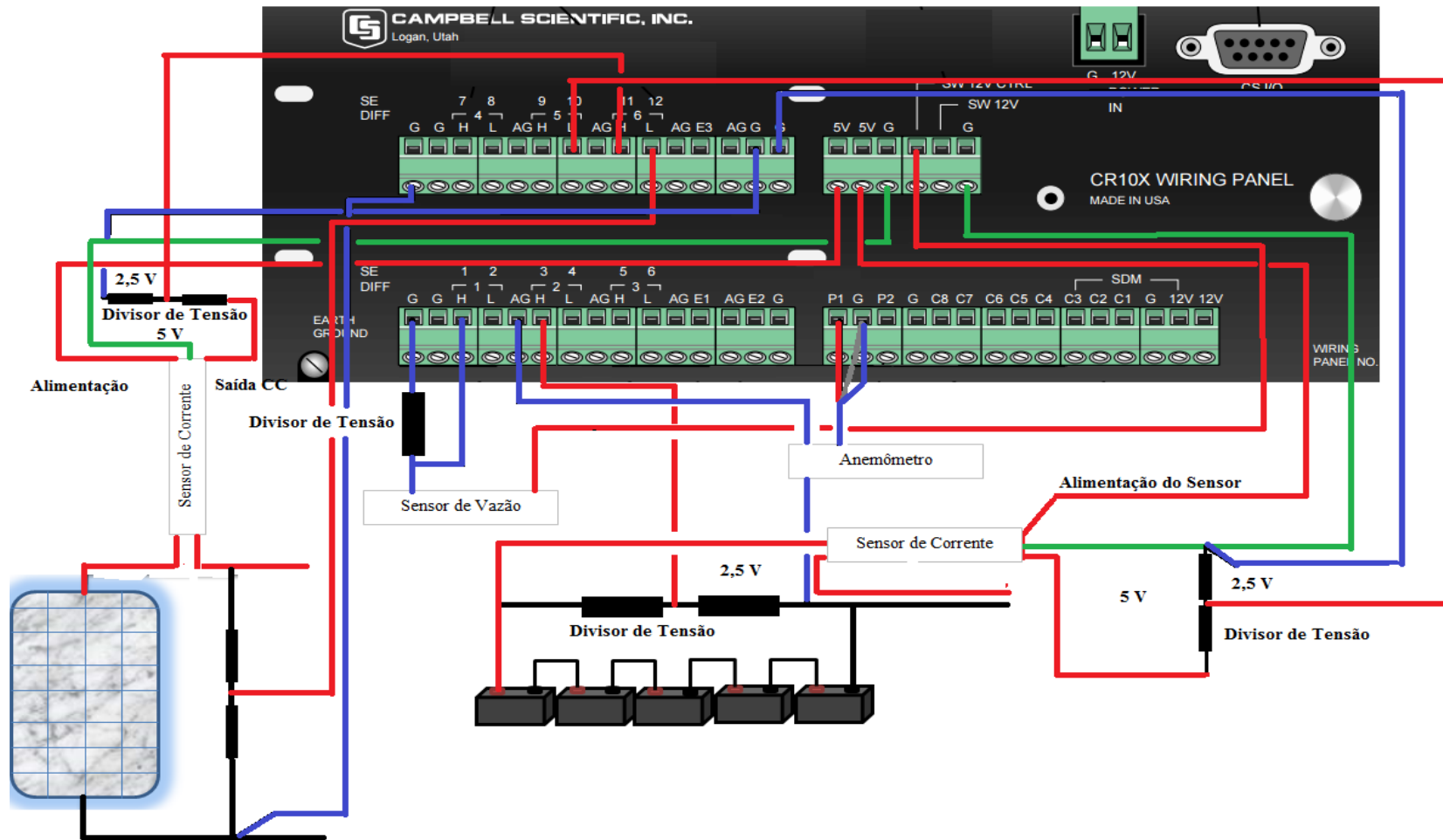


Fonte: Campbell (2014).

Na Figura 4.17 pode-se verificar que o CR10X possui um painel com canais de entradas analógicas, digitais e de pulsos que estabelecem a interligação com periféricos. A comunicação com o CR10X é efetuada pela porta Serial RS 232 I/O (Entrada / Saída). As entradas analógicas não podem ultrapassar níveis de tensão de 2500 mV.

O *data logger* recebe sinais elétricos de seis sensores: três sensores necessitam de alimentação, o sensor de vazão requer uma tensão de alimentação de 12 V para seu adequado funcionamento e os outros dois são os sensores de corrente, que requerem uma alimentação de 5 Vcc

Figura 4.17 - Esquemático de ligação dos sensores no *data logger*.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

As variáveis coletadas e armazenadas são:

- Nível de tensão do banco de baterias (canal 03);
- Intensidade e direção da corrente no banco de baterias (canal 10).
- Intensidade da corrente do arranjo fotovoltaico (canal 11);
- Vazão da água bombeada para o reservatório elevado (canal 01);
- Velocidade do vento (canal P1).

O equipamento CR10X está parametrizado para realizar as coletas a cada 1 segundo e médias a cada 1 minuto e armazena-las na memória do *data logger*. Em função desta parametrização, faz necessária à coleta dos dados armazenados a cada três dias. A programação do *data logger* utilizado nesta pesquisa é apresentado no Anexo 1.

Na Figura 4.18 apresenta a tela de monitoramento dos valores instantâneos e as médias das componentes monitoradas pelo *data logger*.

Figura 4.18 – Tela de monitoramento do *data logger*.

vaz	-0,247	InputLocation_16	0,000	RecNum	3,000	vaz	-0,247
press	-44,889	InputLocation_17	0,000	TimeStamp	09/05/2015	Veloc_V	1,880
		InputLocation_18	0,000	Year_RTM	2,015,000	Veloc_V_AVG	4,813
Baterias	0,000	InputLocation_19	0,000	Day_RTM	128,000	Bet_A_AVG	0,778
PV	0,000	InputLocation_20	0,000	Hour_Minute_RTM	2,400,000	Bet_V_AVG	62,020
Bet_Cor	0,000	InputLocation_21	0,000	MIN	12,360	PV_A_AVG	0,000
Bet_V	61,259	InputLocation_22	0,000		12,430	PV_V_AVG	0,027
Bet_A	0,517	InputLocation_23	0,000				
PV_A	0,006	InputLocation_24	0,000				
PV_V	0,083	InputLocation_25	0,000				
CSLR	0,000	InputLocation_26	0,000				
InputLocation_12	0,083	InputLocation_27	0,000				
InputLocation_13	0,000	InputLocation_28	0,000				
InputLocation_14	0,000						
InputLocation_15	0,000						

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.2.7.2 Analisador de Energia

O instrumento aplicado para realizar a coleta dos parâmetros do aerogerador foi o analisador de energia modelo 1730 da *Fluke*, apresentado na Figura 4.19.

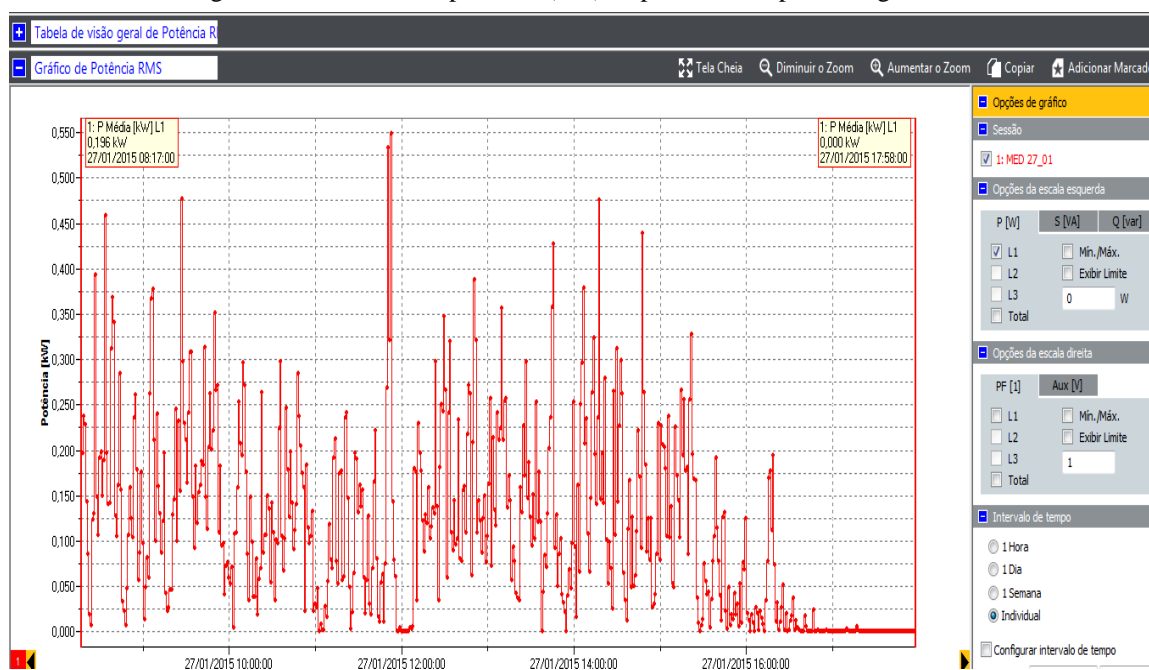
Figura 4.19 - Analisador de energia modelo 1730.



Fonte: Próprio Autor.

Os dados coletados podem ser visualizados no *softwares* proprietário do fabricante; a Figura 4.20 mostra dados de potência (kW).

Figura 4.20 - Leitura da potência (kW) disponibilizada pelo aerogerador.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.2.8 Sensores

Os sensores instalados têm com o objetivo de aferir os diversos parâmetros de operação: do sistema de geração de energia, da planta hidráulica e dos dados meteorológicos.

4.2.8.1 *Anemômetro*

O instrumento utilizado para medir a velocidade do vento foi um anemômetro do tipo concha. O anemômetro possui três conchas e está instalado em uma haste afixada na torre anemométrica e encontra-se afastado lateralmente da torre a uma distância de 1,5 m, como pode ser observado na Figura 4.21. O modelo utilizado é o NRG #40c. O anemômetro é conectado sem nenhum intermédio ao canal de pulso do *data logger*. O mesmo está instalado a 11 metros de altura. O NRG #40c, é especificado para medir velocidades do vento até 96 m/s.

Figura 4.21 - Anemômetro.



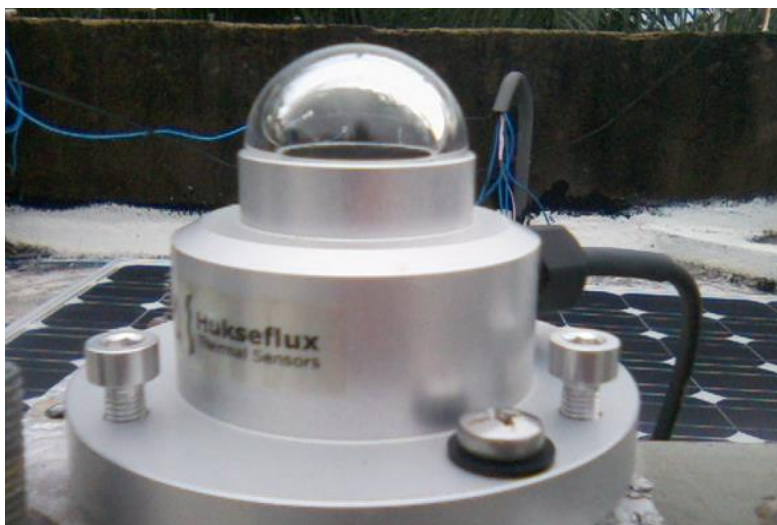
Fonte: Próprio Autor.

4.2.8.2 *Piranômetro*

Para medir a irradiação solar global foi utilizado um piranômetro de modelo LP02-05, apresentado na Figura 4.22. O piranômetro foi instalado no plano horizontal na cobertura do LEA.

O dispositivo fornece um sinal de tensão de saída em função da irradiação presente, limitada a 2.000 W/m^2 , com uma sensibilidade de $18,61 \mu\text{V W/m}^2$, possuindo um diâmetro de 76,2 mm e pesando 0,5 kg. O dispositivo está conectado ao CLP por meio de um amplificador.

Figura 4.22 – Piranômetro.



Fonte: Próprio Autor.

4.2.8.3 Sensor de Vazão

O sensor de vazão (modelo 2537) utilizado é do tipo turbina, constituído por uma roda com pás. O dispositivo requer uma alimentação de 12 Vcc para operação (alimentado pela saída de 12 V do *data logger*). O dispositivo foi instalado na tubulação de recalque logo após o registro de água da tubulação de recalque. Conforme verificado na Figura 4.23 pode observar que o sensor converte o movimento cinético das pás em um sinal elétrico proporcional a vazão.

Um divisor de tensão foi aplicado entre o sensor de vazão e o canal de entrada analógico do *data logger*, pois o sensor disponibiliza o sinal de corrente e o canal está parametrizado para leituras de sinais de tensão.

Figura 4.23 - Sensor de vazão (modelo 2537).



Fonte: Nivetec, 2014.

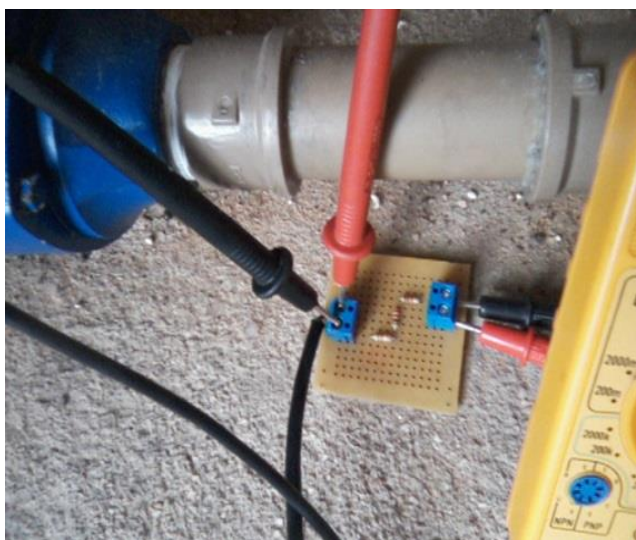
O fabricante informa que o medidor de vazão pode ser parametrizado diretamente no local e instalado através do uso da interface disponibilizada no próprio instrumento. O sensor foi parametrizado para medir a vazão em L/min.

4.2.8.4 *Divisor de Tensão*

Cinco divisores de tensão resistivos foram confeccionados para que as variáveis de nível de tensão, corrente e vazão pudessem ser coletadas. Pois, exceto o anemômetro, todas as demais variáveis necessitaram de um dispositivo intermediário para conexão ao *data logger*.

Esses dispositivos se caracterizam por fornecer um sinal de tensão linear e proporcional à tensão de entrada, ver Figura 4.24.

Figura 4.24 - Divisor de tensão aplicado ao arranjo FV.



Fonte: Próprio autor.

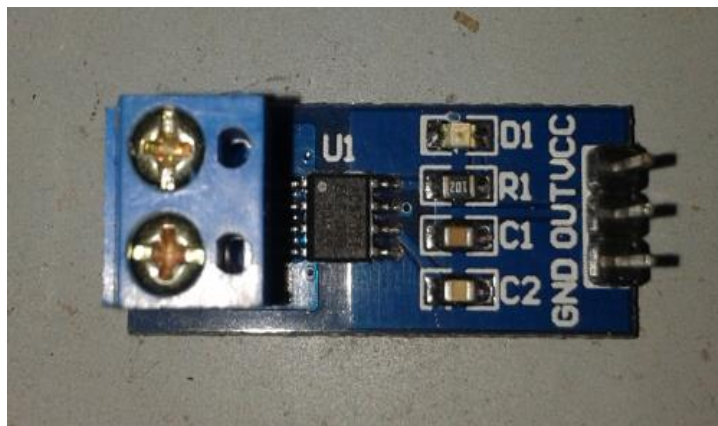
4.2.8.5 *Sensor de Corrente*

Para realizar a tarefa de medir as correntes do banco de bateria e do arranjo fotovoltaico foram instalados dois sensores de corrente baseados no efeito hall. O mesmo requer uma alimentação de 5 Vcc para funcionamento. A alimentação foi realizada pela saída de 5V do *data logger*.

O sensor aplicado foi de capacidade de -20 a 20 A. O dispositivo apresenta saída de tensão linear proporcional a corrente, a tensão varia de 0,5 a 5V. Devido ao nível de tensão de saída foi aplicado um divisor de tensão para conexão ao *data logger*.

A Figura 4.25 mostra o sensor de corrente utilizado para medir a corrente do arranjo fotovoltaico e do banco de baterias.

Figura 4.25 – Sensor de corrente.



Fonte: adaptado do manual ASC 712 .

Todos os sensores foram ajustados em bancada para posterior instalação em campo. Para simular o banco de bateria e o arranjo fotovoltaico foram utilizadas três fontes ligadas em série e instalados os sensores de corrente e os divisores de tensão ao *data logger* CR10X. Para validação das leituras registradas pelo *data logger*, foram instalados voltímetros e amperímetros na saída das fontes que estavam ajustadas para um determinado nível de tensão e corrente.

Como todos os periféricos disponibilizaram uma saída elétrica, com exceção do anemômetro, estes tiveram um dispositivo intermediário para conexão ao *data logger*, este dispositivo é um divisor de tensão resistivo que se caracterizam por fornecer um sinal de tensão linear e proporcional à tensão de entrada. Foi plotado um gráfico para cada periférico instalado e em função dos gráficos construídos foram extraídos de cada qual a equação da reta que contém os seus multiplicadores e *offset*, parâmetros aplicados na programação do *data logger*.

4.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada a descrição detalhada das unidades de conversão utilizadas na configuração pesquisada do sistema híbrido de geração eólico-solar, do sistema de armazenamento (banco de baterias), do sistema hidráulico e do sistema de aquisição e bem como os periféricos utilizados nas interfaces para monitoramento dos parâmetros elétricos e não elétricos.

A unidade pesquisa foi instalada na Universidade Federal do Ceará Campus do Pici enfrente ao açude da Engenharia de Pesca, local com melhor disponibilidade de recurso eólico no Campus.

5. APLICAÇÃO E RESULTADOS

5.1 Caracterização do Potencial Eólico e Solar do Campus do Pici

Para que possa ser realizada a avaliação de desempenho do sistema híbrido eólico-fotovoltaico instalado no Campus do Pici, faz-se necessário caracterizar o potencial eólico e solar do local. Os dados de velocidade do vento e de irradiação solar foram coletados e armazenados por dois sistemas distintos, sendo os dados de vento coletados pelo *data logger* e a irradiação solar coletada pelo CLP. Ambos os equipamentos estão sincronizados para que os dados sejam integrados. Para realizar a integração dos dados foi utilizada a ferramenta da *Microsoft Excel*.

5.1.1 Caracterização do Potencial Eólico

Em relação às análises dos dados de velocidade do vento é oportuno descrever os seguintes parâmetros:

- a) Médias horárias, diárias, semanais, mensais, semestrais e anuais da Velocidade do vento;
- b) A variabilidade da velocidade do vento;
- c) Intensidade de turbulência;
- d) Frequência de ocorrência do vento;
- e) Direção do vento;
- f) Produção da energia elétrica em função da curva de potência do aerogerador; e
- g) Fator de Capacidade em função da curva de potência do aerogerador aplicado no sistema híbrido.

5.1.1.1 Comportamento das Séries da Velocidade do Vento

Uma das características do vento é o seu comportamento intermitente; devido a esta característica, funções da estatística descritiva têm sido aplicadas com o objetivo de facilitar o entendimento das séries de velocidade do vento. Carneiro (2014) descreve alguns parâmetros da estatística descritiva que auxiliam nesta análise, e estes parâmetros são: média aritmética, máximos, mínimos, desvio padrão e a variância.

Para se determinar as médias da velocidade vento, aplica-se a Equação 5.1.

$$V_m = 1/n \sum_{i=1}^n V_i \quad (5.1)$$

Sendo V_m a velocidade média, V_i a velocidade medida e n é a quantidade de valores de V_i . A velocidade média pode ser horária, diária, semanal, mensal, bimestral, semestral ou anual. Em função destes dados podem ser elaborados gráficos que facilitam a análise comparativa de máximos e mínimos ocorridos nas séries analisadas.

A variabilidade do vento pode ser analisada pelo desvio padrão (σ), identificando os níveis de oscilações/uniformidades das séries, o mesmo pode ser determinado em função da Equação 5.2 (CARNEIRO, 2014).

$$\sigma = \sqrt{1/n \sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2} \quad (5.2)$$

A variância também tem como objetivo identificar o grau de dispersão da série e pode ser calculada pela Equação 5.3.

$$\sigma^2 = 1/n \sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2 \quad (5.3)$$

A Tabela 5.1 apresenta a velocidade média, a máxima, a mínima e desvio padrão das séries mensais referentes aos últimos 04 meses de 2014 e o primeiro trimestre de 2015. Observa-se que os meses que apresentam as melhores médias de velocidade do vento estão compreendidos entre setembro e dezembro de 2014 (período de baixo índice pluviométrico na região), sendo outubro o mês com a média mais elevada (4,52 m/s) e março de 2015 o mês que obteve a menor média de velocidade (1,85 m/s).

Ressalta-se que o local fica localizado em um ambiente urbano (com presença de obstáculos) e cerca de 6 km de distância do litoral.

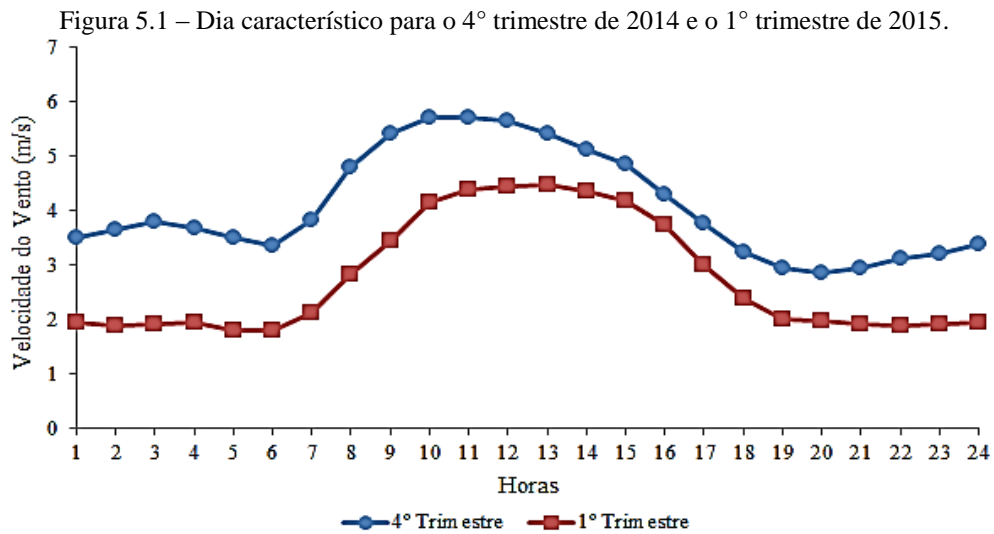
Tabela 5.1 – Parâmetros estatísticos da velocidade do vento, Campus do Pici.

<i>Descrição</i>	<i>set/14</i>	<i>out/14</i>	<i>nov/14</i>	<i>dez/14</i>	<i>jan/15</i>	<i>fev/15</i>	<i>mar/15</i>
Mínima (m/s)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máxima (m/s)	12,64	11,3	11,45	10,18	9,93	10,29	9,69
Média (m/s)	4,29	4,52	3,42	3,68	3,42	2,64	1,85
Desvio Padrão	1,65	1,63	1,52	1,49	1,68	1,91	1,89
Variância	2,74	2,66	2,28	2,23	2,83	3,63	3,61

Em relação à uniformidade da velocidade do vento e observando os valores de desvio padrão e variância, verifica-se que os meses que apresentaram maior variabilidade nas

séries de dados foram fevereiro e março de 2015. O mês de dezembro apresentou a maior uniformidade nas séries.

A Figura 5.1 representa o dia característico para o 4º trimestre de 2014 e para o 1º trimestre de 2015.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

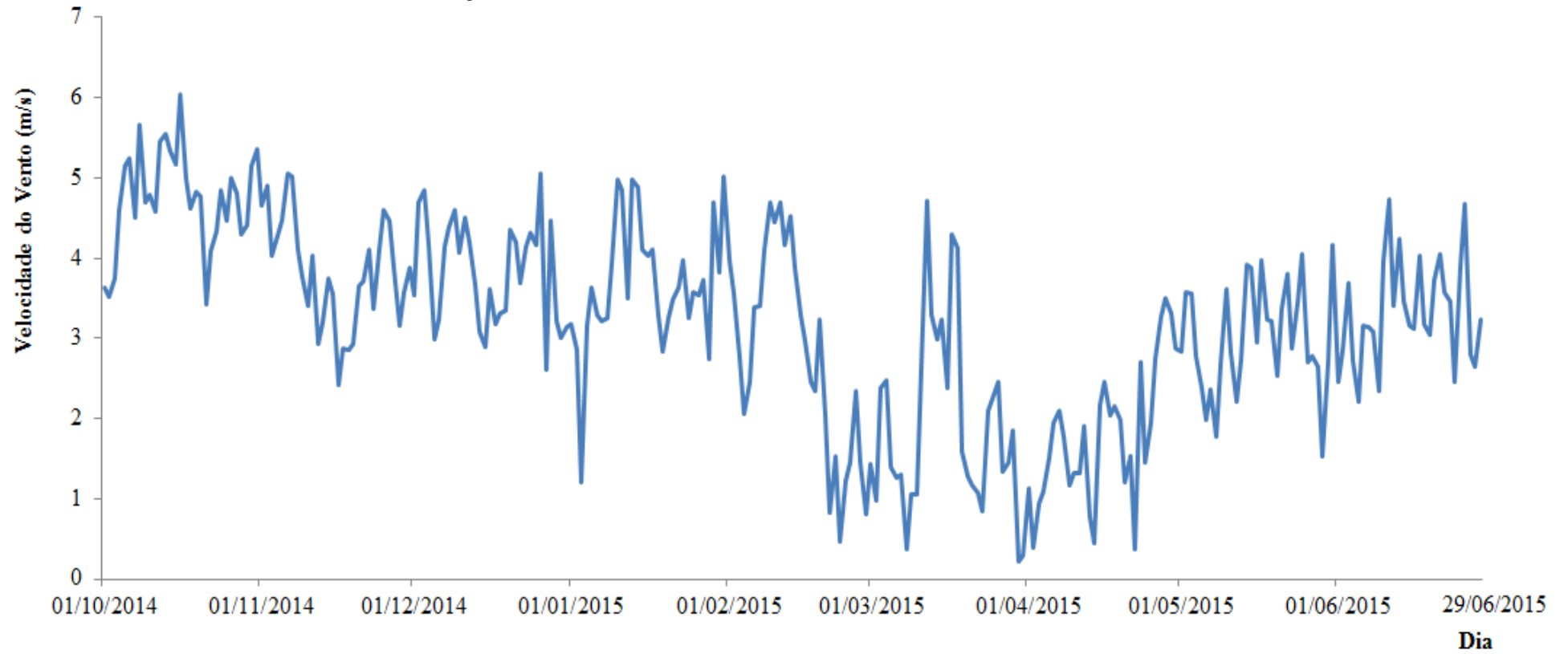
Observa-se que para os dois períodos as séries de vento apresentam tendências semelhantes, variando a amplitude da velocidade média horária.

Para o 4º trimestre, apenas entre as 19 e 21 horas ocorrem as velocidades de vento menores que 3 m/s (ou seja, apenas em três horas do dia não há produção de energia elétrica pelo aerogerador, pois a velocidade mínima de operação do aerogerador é de 3 m/s). As maiores intensidades do vento estão concentradas entre 8 h e 16 h (médias superiores a 5 m/s).

O 1º trimestre de 2015 também demonstra que os ventos possuem maior intensidade no período diurno. Entre 9 h e 16 h, a velocidade média do vento fica entre 4 e 5 m/s, porém, entre 1 h e 8 h e das 18 h até 24 h a velocidade média do vento é inferior a 3 m/s (velocidade inferior à de partida do aerogerador, conseqüentemente não há produção de energia elétrica).

Na Figura 5.2 é apresentada a média diária da velocidade do vento para o período de Outubro/14 a Março/15 (a série de dados foi reduzida para melhor formatação da figura 5.2)

Figura 5.2 – Média diária da velocidade do vento de Outubro/14 a Junho/15.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Constata-se uma redução gradual da média diária da velocidade do vento de Outubro/14 a Março/15.

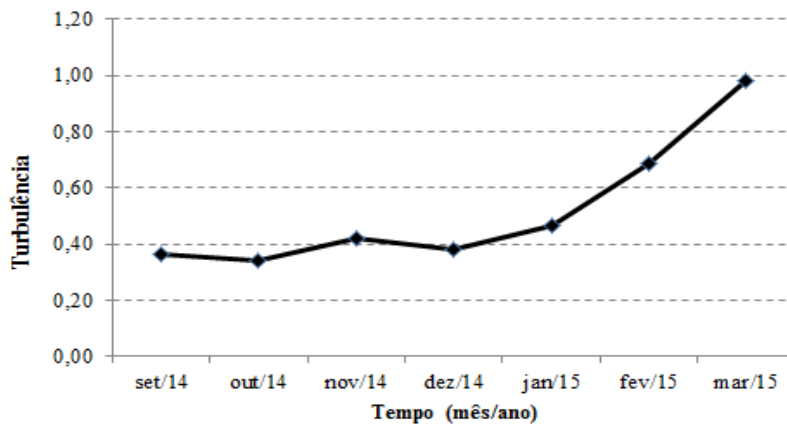
5.1.1.2 Turbulência

A turbulência também é um indicador aplicado para caracterização do potencial eólico. É determinada pela razão entre o desvio padrão e a velocidade média, como apresentado na Equação 5.4 (CARVALHO, 2003). A turbulência é diretamente proporcional ao desvio padrão.

$$S = \frac{\sigma}{V_m} \quad (5.4)$$

Na Figura 5.3 é apresentada a variação da turbulência para o mesmo período. O mês que apresentou menor índice de turbulência foi o de outubro/2014, enquanto o mês de março/2015 obteve o índice mais elevado. Carvalho (2003) descreve que quanto maior a uniformidade da velocidade do vento no período menor a turbulência.

Figura 5.3 – Turbulência para o 4º trimestre de 2014 e para o 1º trimestre de 2015.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.1.1.3 Distribuição da velocidade do vento

Carneiro (2014) relata que a distribuição de *Weibull* é a distribuição probabilística de frequência mais aplicada para representação de dados de velocidade do vento em uma determinada localidade.

A distribuição de *Weibull* é determinada pela Equação 5.5 (CARVALHO, 2003).

$$f_w = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5.5)$$

Onde k representa o fator de forma (adimensional), c o fator de escala (m/s), v a velocidade do vento (m/s) e a f_w a função de densidade de probabilidade (adimensional).

Para se determinar os parâmetros de forma (k) e escala (c) foi utilizado o método empírico, calculado por meio das Equações 5.6 e 5.7 (CARNEIRO, 2014).

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1,086} \quad (5.6)$$

$$c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5.7)$$

Como se pode notar pela Equação 5.6, o fator de forma k é inversamente proporcional às oscilações na velocidade, ou seja, quanto maior o valor de k , menor será a intensidade de turbulência. O fator de escala c é diretamente proporcional à velocidade média. A Tabela 5.2 fornece os valores de fator de forma e escala para os meses de setembro/14 até março/15.

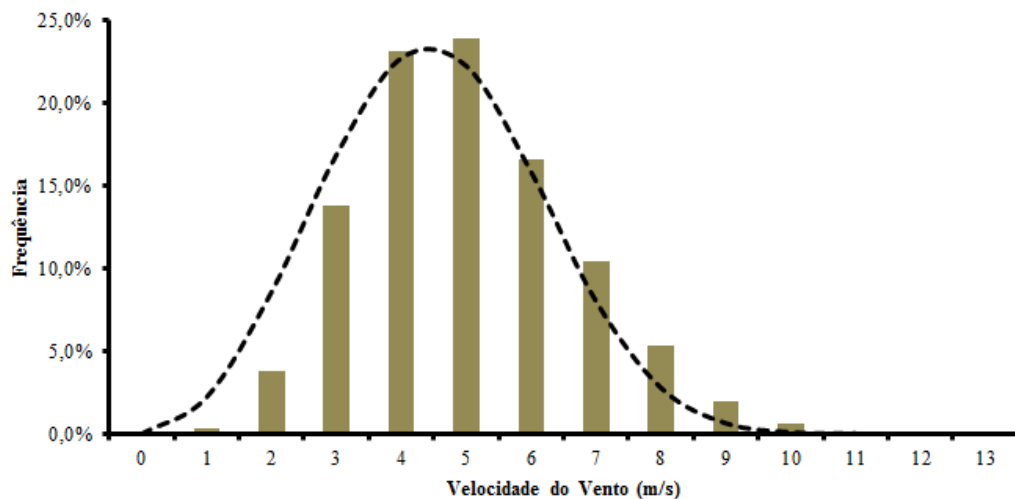
Tabela 5.2 – Parâmetros de escala e forma de set/14 a mar/15.

Descrição	set/14	out/14	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15
k	2,82	3,02	2,43	2,64	2,16	1,42	0,97
c (m/s)	4,81	5,06	3,85	4,14	3,86	2,90	1,84

De acordo com a Tabela 5.2, o mês com maior fator de forma e escala é Outubro/14, mês que apresenta a maior média de velocidade do vento e as menores oscilações nesses dados; já o mês de março/15 obteve os menores valores de fator de forma e escala.

Aplicando o método empírico, a Figura 5.4 apresenta a distribuição de Weibull e o histograma da velocidade do vento para o mês de Outubro/2014.

Figura 5.4 – Distribuição de Weibull e o histograma de velocidade do vento para o mês de Outubro/2014.

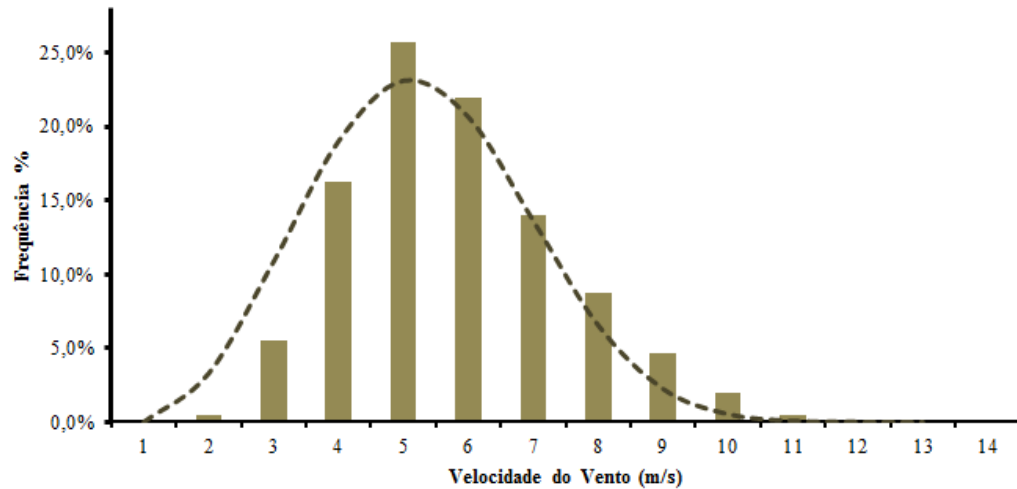


Fonte: Elaborado pelo Autor

Verifica-se que as maiores ocorrências de classes de velocidade do vento estão concentrados entre 4 e 6 (m/s) e a distribuição Weibull se ajusta de forma satisfatória ao histograma.

Resultado muito próximo a este foi encontrado para o mês de Setembro/2014, com mostra na Figura 5.5.

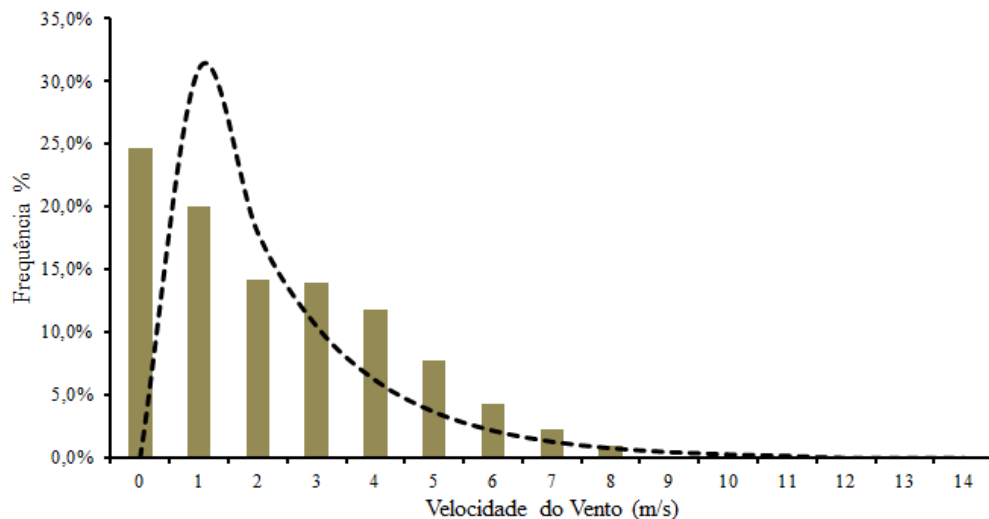
Figura 5.5 – Distribuição de Weibull e o histograma da velocidade do vento para o mês de Setembro/2014



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 5.6 têm-se a distribuição de Weibull para o mês de Março/2015. Verifica-se que as maiores ocorrências de velocidade estão concentradas entre 1 e 3 m/s, velocidade inferior ou igual à necessária para início de operação do aerogerador.

Figura 5.6 – Distribuição de Weibull e o histograma da velocidade do vento para o mês de Março/2014



Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.1.1.4 Geração Eólicoelétrica

A potência eólica disponível pode ser descrita pela Equação 5.8 (CARVALHO,2003).

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 \quad (5.8)$$

Sendo r o raio da área da seção transversal de um tubo pelo qual o vento escoar em (m), ρ a densidade do ar ($1,255 \text{ kg/m}^3$) e v a velocidade do vento medida em (m/s).

A potência extraída e convertida pelo aerogerador é apenas uma parte da potência disponível no vento, a mesma pode ser descrita pela Equação 5.9 (REKIOUA, 2012).

$$P_E = \frac{1}{2} \pi r^2 \rho v^3 C_p \eta_{ag} \quad (5.9)$$

A potência fornecida pelo aerogerador P_E é determinada em função da potência disponível no vento, pelo coeficiente de potência C_p e pelo rendimento do aerogerador η_{ag} . O coeficiente de potência é a relação entre a potência extraída pela turbina e a disponível (o valor máximo de extração de 59% (teórico) é denominado coeficiente de Betz). O coeficiente de potência é função do ângulo de ataque das pás (β) e da velocidade específica (λ) (CARVALHO, 2003).

O rendimento do aerogerador e o coeficiente de potência são intrínsecos à curva de potência, logo, a produção de energia elétrica pode ser estimada em função da curva de potência do aerogerador, da distribuição de frequência de ocorrência da velocidade do vento e do período considerado na análise, conforme Equação 5.10 (CARVALHO, 2003).

$$E_{gerada} = \sum f_w P_i T \quad (5.10)$$

Sendo f_w a distribuição de frequência para cada classe de velocidade, P_i a potência instantânea para cada classe de velocidade (dado da curva de potência) e T o período e E_{gerada} a estimativa da energia elétrica gerada.

Um indicador aplicado para análise da geração de energia elétrica é o fator de capacidade (FC), dado pela relação entre a energia elétrica gerada e a energia elétrica produzida caso o aerogerador esteja operando em velocidade nominal em 100% do período (T) considerado. O FC pode ser calculado aplicando a Equação 5.11.

$$FC = E_{gerada} / (P_{ot_{nominal}} \cdot T) \quad (5.11)$$

Aplicando a abordagem descrita foi calculada a E_{gerada} e o FC para cada mês da série em função da curva de potência do aerogerador e da série de velocidade do vento do período, como mostra na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Produção estimada de energia elétrica e o fator de capacidade de set/14 a mar/15.

<i>Descrição</i>	<i>set/14</i>	<i>out/14</i>	<i>nov/14</i>	<i>dez/14</i>	<i>jan/15</i>	<i>Fev/15</i>	<i>mar/15</i>
Geração estimada (kWh)	147,72	172,10	79,42	97,74	90,39	57,60	39,84
Geração nominal (kWh)	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	672,00	744,00
Fator de capacidade (%)	20,52	23,13	11,03	13,14	12,15	8,57	5,36

Tabela 5.4 apresenta o FC para o 4° trimestre/2014 e para o 1° trimestre/2015, indicando um resultado menor para o 1° trimestre/2015.

Tabela 5.4 – Produção estimada de energia elétrica e o fator de capacidade para o 4° Trimestre/2014 e 1° Trimestre/2015.

<i>Descrição</i>	<i>4° Trimestre/2014</i>	<i>1° Trimestre/2015</i>
Energia elétrica estimada (kWh)	349,26	187,83
Energia elétrica (nominal) (kWh)	2208,00	2160,00
Fator de capacidade (%)	15,81	8,69

Corroborando com as análises dos parâmetros da estatística descritiva, os meses de setembro e outubro/14 apresentaram produção de eletricidade superior aos demais meses e consequentemente melhores FC. A produção de eletricidade de outubro foi muito próxima da produção do 1° trimestre de 2015 (Outubro: 172,10 kWh e 1° trimestre: 187,83 kWh). Carvalho (2003) relata que o FC na Alemanha é de 22% e que na região Nordeste (litoral do Ceará) pode-se verificar FC de até 47%. Carneiro (2014) relata que o FC, no mundo, tem variado em torno de 22% a 30% e que um FC acima de 30% é considerado bom.

Desta forma, encerramos a análise da caracterização do potencial eólico.

5.1.2 Caracterização do Potencial Solar

A irradiação solar também é uma fonte intermitente, logo o uso das funções da estatística descritiva também facilita o entendimento das séries da irradiação solar. Em relação às análises dos dados da irradiância (W/m^2) é oportuno descrever os seguintes parâmetros:

- a) Irradiância solar mensal.
- b) A variabilidade da irradiação;
- c) Quantidade de Sol Pleno em horas;
- d) Estimativa da energia elétrica gerada; e
- e) Fator de Capacidade.

5.1.2.1 Irradiação Solar

A irradiação solar é obtida através da integração da irradiância em um intervalo de tempo, calculada pela Equação 5.12

$$I_m = 1/n \sum_{i=1}^n G_i t \quad (5.12)$$

Sendo I_m a irradiação média (Wh/m²), G_i a irradiância média (W/m²) (médias horárias) e t o período em (h). A irradiação média pode ser calculada: diária, semanal, mensal, bimestral, semestral ou anual

A Tabela 5.5 apresenta valores de irradiância e irradiação para dias característicos dos meses de Setembro a Dezembro de 2014 e de Janeiro a Março de 2015.

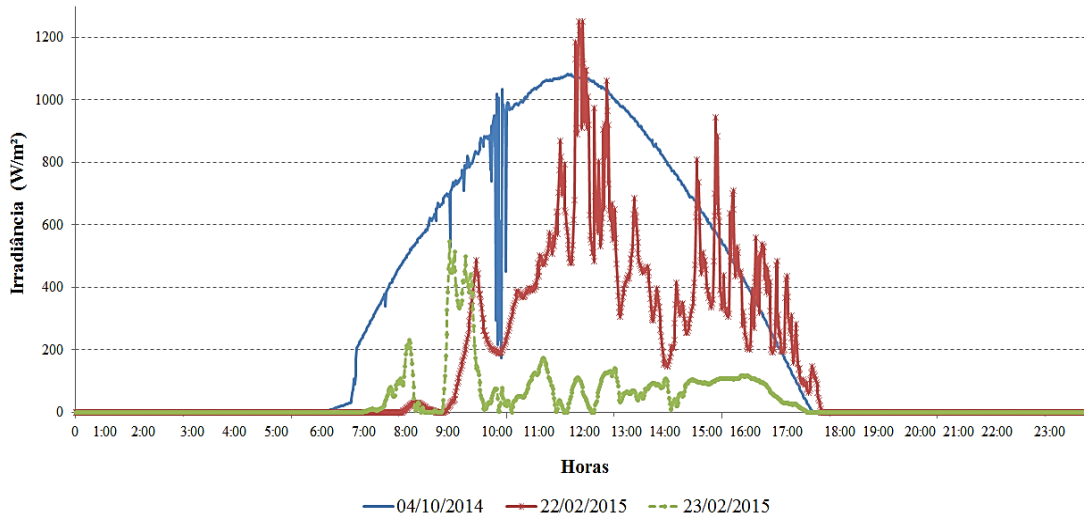
Tabela 5.5 – Valores de irradiância e irradiação para dias característicos.

Horário do dia	set/14	out/14	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1,10	5,15	3,20	2,47	0,00	0,00	0,28
7	69,39	145,81	120,91	95,05	38,30	35,12	40,57
8	306,74	414,61	290,89	315,66	226,50	182,61	243,50
9	484,04	569,06	486,90	513,78	397,98	325,22	401,66
10	647,70	793,93	683,03	694,02	565,77	458,78	491,90
11	858,34	968,92	798,98	789,10	732,26	601,08	696,59
12	957,07	1047,15	793,18	810,99	823,45	693,98	744,79
13	955,03	982,05	794,35	741,58	818,67	673,46	720,17
14	811,64	829,51	720,46	708,02	714,31	602,26	624,64
15	642,27	643,07	557,45	536,22	555,97	482,53	477,14
16	423,74	421,38	343,30	344,63	362,70	295,13	292,33
17	151,16	151,76	100,37	117,66	158,84	129,72	103,75
18	2,17	0,85	0,08	1,44	9,79	7,12	3,45
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Irradiação diária (Wh/m ²)	6304,05	6973,24	5693,10	5672,00	5553,46	4487,01	4840,77

Os meses que apresentaram maior intensidade de irradiação diária (Wh/m²) foram os meses de setembro até dezembro de 2014 (período de baixos índices pluviométricos). Os meses de janeiro até março de 2015 (período chuvoso) apresentaram médias mensais inferiores aos do 4º trimestre.

Em razão dos resultados, verifica-se que o nível da irradiação é afetado diretamente pela condição climática; este fato é comprovado através da Figura 5.7, a qual apresenta as curvas de irradiância para três dias distintos, sendo o dia 04/10/2014 (dia claro), 22/02/2015 (nublado) e 23/02/2015 (chuvoso).

Figura 5.7 – Distribuição da irradiância medida para os dias 04/10 (dia claro), 22/02 (nublado) e 23/02 (chuvoso).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o dia claro a irradiação registrada foi de 7,2 kWh/m², para o dia nublado a irradiação foi de 3,5 kWh/m² e para o dia com chuva foi de 0,91 kWh/m².

5.1.2.2 Geração Fotovoltaica

A geração de energia elétrica proveniente do arranjo FV instalado pode ser estimada em função da quantidade de horas de sol pleno e da potência nominal instalada do arranjo FV (Pot_{FV}), como demonstrado na Equação 5.13 (PINHO *et al.*, 2008). O parâmetro P_{erdas} representa as perdas por conexões e dispersão (no presente estudo foi adotado o percentual de 20%).

$$\mathcal{E}_{FV} = H_{sol} \cdot Pot_{FV} \cdot (1 - P_{erdas}) \quad (5.13)$$

O parâmetro hora de sol pleno (H_{sol}) é definido como a quantidade de horas necessárias para igualar a energia total medida (Wh/m²), caso a incidência da irradiância seja igual a 1000 W/m².

O fator de capacidade é um parâmetro básico para a análise de qualquer fonte de produção de eletricidade. O fator de capacidade para o arranjo FV instalado pode ser determinado pela equação 5.14.

$$FC_{FV} = \mathcal{E}_{FV} / (Pot_{FV_{nominal}} \cdot T) \quad (5.14)$$

Sendo, $Pot_{FV_{nominal}}$ a potência nominal do módulo e T o período considerado. Em função dos dados coletados de irradiância solar foram calculados a produção de eletricidade e o fator de capacidade do arranjo FV instalado para os meses indicados na Tabela 5.6.

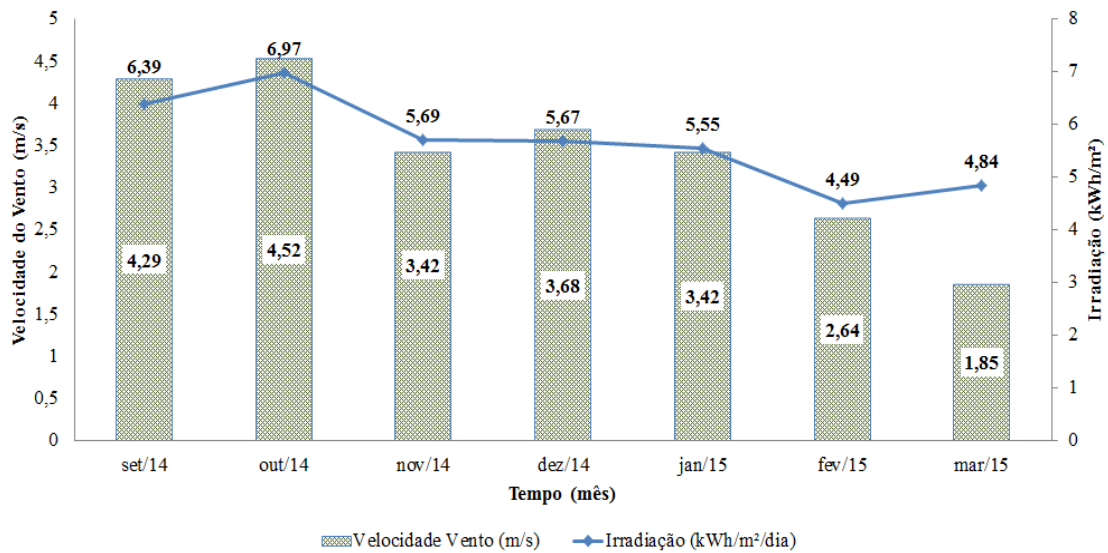
Tabela 5.6 – Eletricidade produzida e o fator de capacidade do arranjo FV.

Descrição	set/14	out/14	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15
\mathcal{E}_{FV} (kWh)	52,65	60,18	47,55	48,95	47,93	34,98	41,78
$\mathcal{E}_{FV_{nominal}}$ (kWh)	250,56	258,912	250,56	258,912	258,912	233,856	258,912
FC_{FV} (%)	21,01%	23,24%	18,98%	18,91%	18,51%	14,96%	16,14%
Sol Pleno (h)	6,30	6,97	5,69	5,67	5,55	4,49	4,84

Verifica-se que o mês de fevereiro apresentou menor estimativa de produção de eletricidade e FC.

A Figura 5.8 fornece os valores médios concatenados da velocidade do vento e da irradiação.

Figura 5.8 – Níveis de velocidade média do vento mensal e Irradiação média mensal.

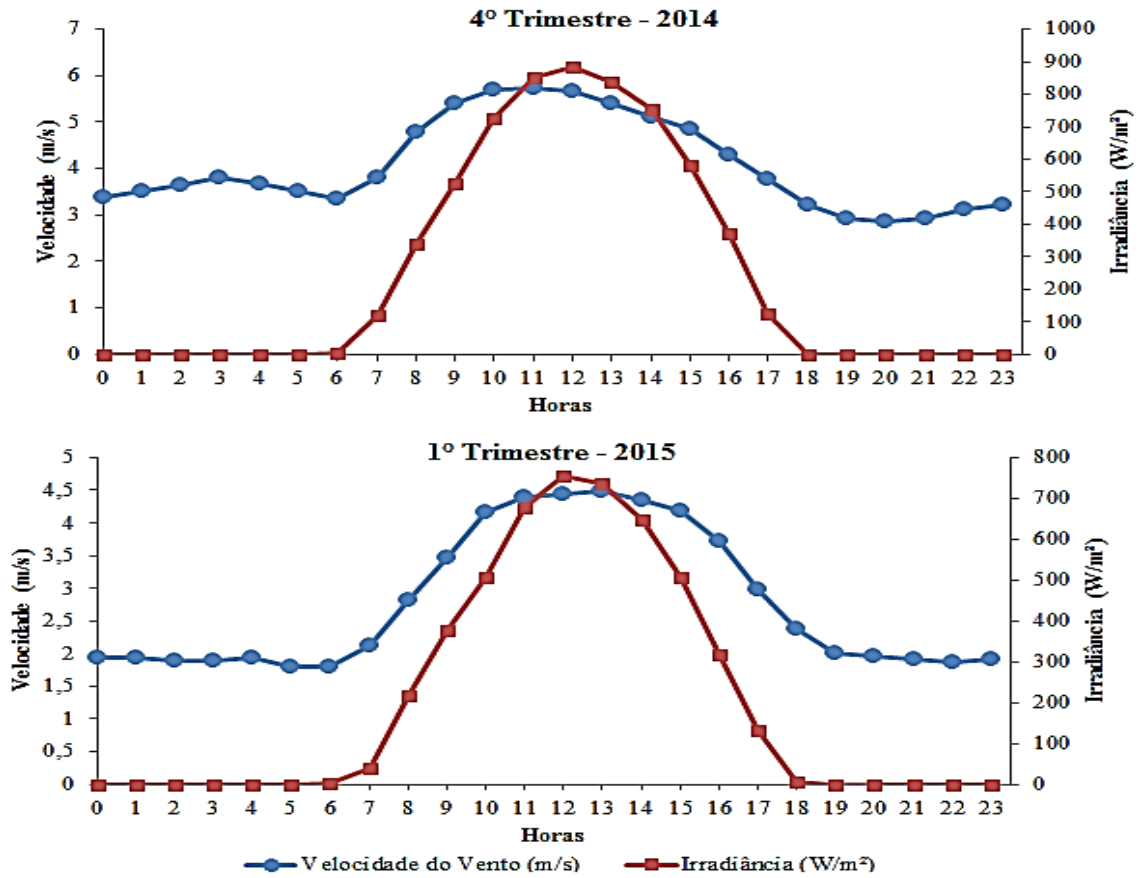


Fonte: Elaborado pelo autor.

No período observado, nota-se que o mês de outubro/14 integrou os melhores resultados dos parâmetros de vento e irradiação, seguido por setembro/14; os meses com menores índices foram fevereiro e março/15. O desvio padrão para o recurso solar foi de 0,78 enquanto para o eólico foi de 0,85.

A Figura 5.9 apresenta o dia característico da velocidade do vento e da irradiação para o último trimestre de 2014 e o primeiro trimestre de 2015.

Figura 5.9 – Dia característico da velocidade do vento e da irradiância para o ultimo trimestre de 2014 e o primeiro trimestre de 2015.

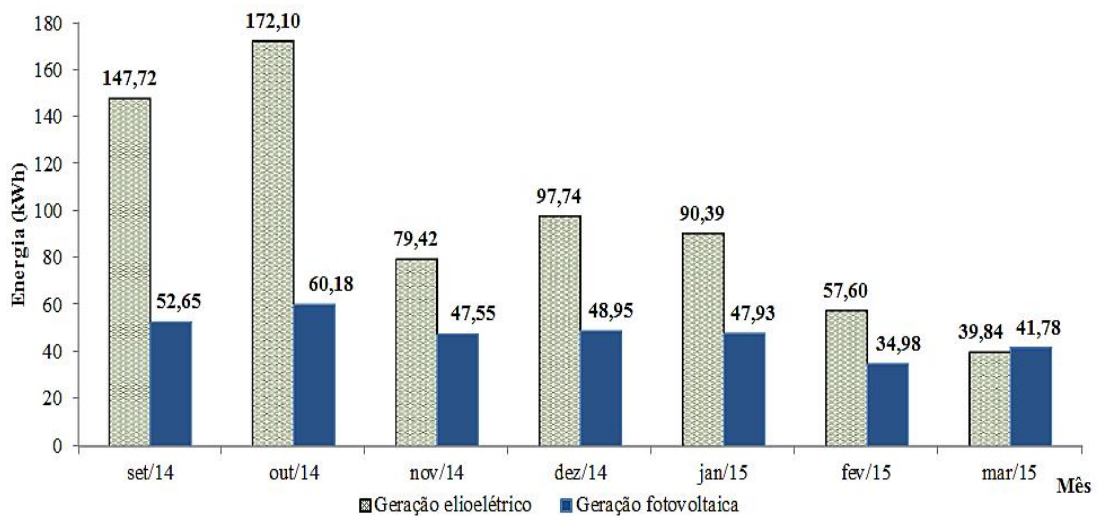


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se que os períodos de maior disponibilidade do recurso eólico também é para o recurso solar, para os dois trimestres.

A Figura 5.10 apresenta a somatório da produção mensal de eletricidade estimada da geração eolioelétrica e fotovoltaica.

Figura 5.10 – Produção mensal de eletricidade.

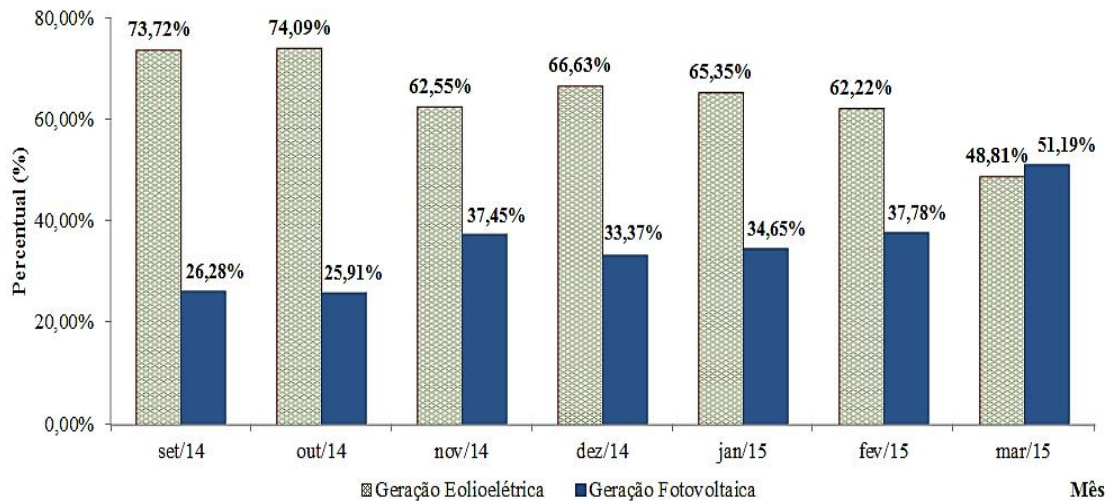


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para Outubro/14 a produção estimada foi de 260,74 kWh/mês enquanto os meses de Fevereiro/15 e Março/15 registram a menor produção.

Em função da capacidade instalada e da geração de energia elétrica foi determinado o percentual de participação das unidades de conversão, conforme Figura 5.11.

Figura 5.11 – Percentual de participação por unidade de conversão na produção de energia elétrica.

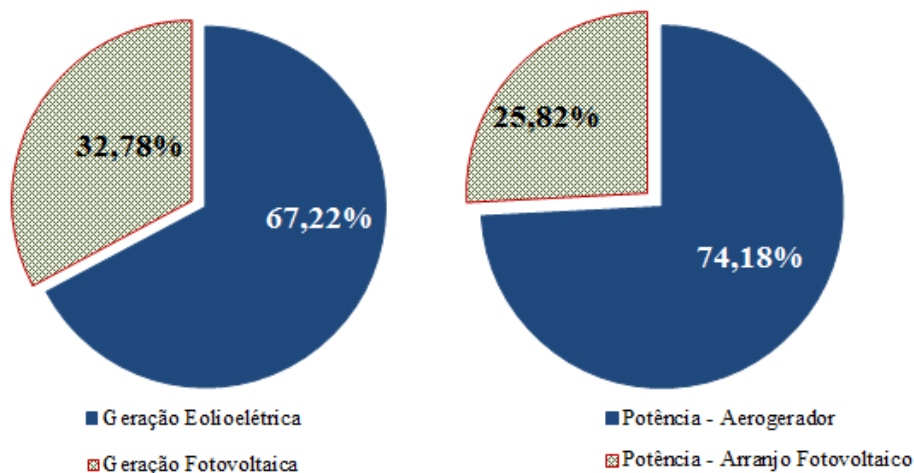


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os níveis percentuais de participação variam em função da variabilidade do recurso disponível. Março de 2015 registrou a maior participação FV (48,46%) do período e Outubro de 2014 a menor participação (23,08%). Situação inversa para a participação da geração eólico-elétrica que registrou 51,54% em Março/15 e 76,92% em Outubro/14.

Na Figura 5.12 são demonstrados o percentual de participação de geração no período considerado e o percentual da potência instalada para cada unidade de conversão do sistema híbrido proposto.

Figura 5.12 – Percentuais de participação de geração e da potência instalada das unidades de conversão.



Fonte: Elaboração pelo Autor.

Verifica-se que o percentual de participação da geração FV foi superior à sua potência instalada, apresentando um percentual de participação de produção de 32,75% para uma potência instalada de 25,82%. O percentual da geração eólicoelétrica foi de 67,22% porém a potência instalada foi de 74,18%.

5.2 Indicadores de Desempenho do Sistema Híbrido Analisado

Conforme verificado na caracterização do potencial dos recursos eólico e solar do local, as maiores intensidades de velocidade do vento coincidem com o período de maiores irradiância.

Nesta seção é apresentada uma avaliação de desempenho do sistema híbrido eólico-fotovoltaico com banco de baterias em estudo. Arribas *et al.*, (2010) apresenta um método adaptado da norma IEC – 61724 de 1998 para avaliar um sistema híbrido e relata que não há nenhuma norma padronizada vigente para análise de desempenho de sistemas híbridos.

No intuito de apresentar os resultados da operação do experimento foram adotadas as seguintes condições:

- a) Todas as medições relativas à operação da planta iniciaram no período matutino e se encerraram ao final do período vespertino (período de maior representatividade dos recursos do local).
- b) O período para análise dos indicadores é das 09:00 às 16:00 hs.
- c) Para efeitos de comparação o sistema de bombeamento foi alimentado tanto pelo sistema híbrido como também pela geração isolada de cada unidade de conversão.

O tratamento e a combinação dos dados coletados possibilitam apresentar os resultados em gráficos, contemplando, principalmente, o efeito comparativo entre as configurações isolada e híbrida.

Além de avaliar o desempenho de cada componente isoladamente em relação ao sistema híbrido, a configuração híbrida é avaliada em função do recurso disponível para três dias com diferentes características: baixa, média e alta disponibilidade do recurso. Outros parâmetros:

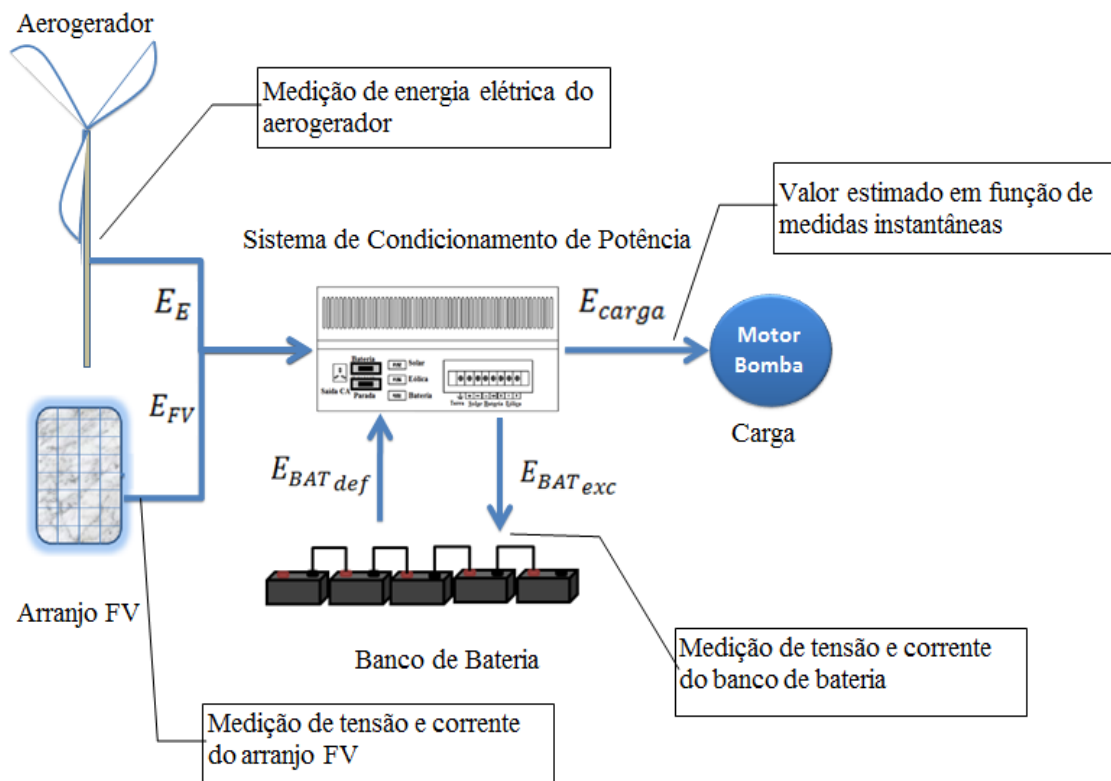
- a) O percentual de geração das fontes solar e eólica;
- b) O rendimento do sistema;
- c) A eficiência (E – FV);
- d) Os índices de produtividade E – FV; e
- e) As perdas das unidades de conversão E – FV.

Para geração individual, serão apresentados os resultados referentes aos dias: 17/11/2014 (FV) e 31/01/2105 (E). Em relação à geração híbrida (E – FV), serão apresentados os resultados referentes aos dias: 24/11/2014; 19/12/2014 e 11/02/2015.

5.2.1 Percentual de Geração de Energia Elétrica e o Rendimento

Na Figura 5.13 é apresentado o fluxo de energia elétrica para o sistema híbrido. Em função deste fluxo serão convencionadas as entradas e saídas de energia elétrica.

Figura 5.13 – Fluxo de energia elétrica do sistema híbrido.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Sendo, E_{FV} é a energia elétrica entregue pelo arranjo FV (determinada em função dos parâmetros elétricos coletados do arranjo FV), E_E é a energia elétrica entregue pelo aerogerador (medida via analisador de energia), $E_{BAT_{def}}$ a energia elétrica disponibilizada pelo banco de bateria (déficit entre geração e carga) e $E_{BAT_{exced}}$ a energia elétrica fornecida para o banco de bateria (excedente entre geração e carga).

O fluxo de entrada e saída de energia elétrica é dado pelas Equações 5.15 e 5.16, respectivamente (ARRIBAS *et al.*, 2010).

$$E_{entrada} = E_{FV} + E_E + E_{BAT_{def}} \quad (5.15)$$

Onde, $E_{entrada}$ (fluxo de entrada) é somatório da energia elétrica entregue pelas unidades de conversão ($E_{FV} - E_E$) e pela eletricidade disponibilizada pelo banco de bateria ($E_{BAT_{def}}$).

$$E_{saída} = E_{carga} + E_{BAT_{exc}} \quad (5.16)$$

Sendo, $E_{saída}$ (fluxo de saída) é somatório de energia elétrica consumida pela carga (E_{carga}) e a energia elétrica fornecida ao banco de baterias para armazenamento $E_{BAT_{exc}}$.

A energia elétrica consumida pelo sistema de bombeamento de água foi estimada através de médias de medidas instantâneas de potência. As medidas foram realizadas através do equipamento Minipa ET-4091.

A participação percentual de cada unidade de conversão é determinada em função das Equações 5.17 e 5.18.

$$P_{FV\%} = \frac{E_{FV}}{(E_{FV} + E_E)} \cdot 100\% \quad (5.17)$$

$$P_{E\%} = \frac{E_E}{(E_{FV} + E_E)} \cdot 100\% \quad (5.18)$$

Onde $P_{FV\%}$ é a participação percentual da energia elétrica produzida pelo arranjo FV e $P_{E\%}$ é a participação percentual da energia elétrica a partir do aerogerador.

O rendimento do sistema de condicionamento é representado por η_{spc} e o mesmo é determinado em função do fluxo da energia de entrada em relação à saída, conforme a Equação 5.19.

$$\eta_{spc} = \frac{E_{saída}}{E_{entrada}} \quad (5.19)$$

Com a intenção de padronizar a análise, foi considerado um período fixo de operação (9:00 – 16:00 hs). Contudo, os gráficos serão apresentados para todo o período de medição diário.

Na Tabela 5.7 são apresentados os resultados referentes aos diferentes dias do período em análise (velocidade média do vento, a quantidade de irradiação, a produção de eletricidade por unidade de conversão, o consumo, a participação percentual, o rendimento e a vazão de água bombeada).

Tabela 5.7 – Configuração e os valores das grandezas elétricas e não elétricas.

<i>Descrição</i>	<i>17/11/14</i>	<i>24/11/14</i>	<i>19/12/14</i>	<i>31/01/15</i>	<i>11/02/15</i>
Configuração	FV	Híbrido	Híbrido	E	Híbrido
v (m/s)	4,19	5,60	3,87	5,50	6,33
I (kWh/m ²)	4,92	4,69	4,55	5,44	4,76
E_E (kWh)	0,00	1,20	0,33	1,23	1,79
E_{FV} (kWh)	1,17	1,16	1,13	0	1,27
$E_{BAT_{def}}$ (kWh)	0,41	0,00	0,40	0,61	0,00
$E_{BAT_{exc}}$ (kWh)	0,00	0,09	0,00	0,00	0,65
E_{carga} (kWh)	1,43	1,58	1,58	1,55	1,58
$E_{entrada}$ (kWh)	1,58	2,36	1,86	1,84	3,06
$E_{saída}$ (kWh)	1,43	1,67	1,58	1,55	2,23
$P_{FV\%}$	100,00%	49,15%	77,40%	0,00%	41,50%
$P_E\%$	0,00%	50,85%	22,60%	100,00%	58,50%
η_{spc}	90,5%	70,8%	84,9%	84,2%	72,9%
Vazão (L/min)	25,40	25,31	24,81	25,71	25,84

Verifica-se que, nas gerações de eletricidade por meio da configuração individual, registradas nas datas de 17/11/14 (FV) e 31/01/15 (E), não supriram a demanda solicitada pela carga, mesmo operando no período de maiores recursos para ambas as fontes. O sistema de armazenamento atuou para compensar a diferença entre carga consumida e geração.

Na geração combinada (híbrida) foram apresentados três dias com as condições de baixa, média e alta disponibilidade de recursos. O recurso eólico foi o que apresentou maior variabilidade nos dias avaliados, com valores médios de velocidade do vento de 6,33 m/s e 3,87 m/s nos dias 11/02/15 e 19/12/14, respectivamente.

Das três condições apresentadas para o sistema híbrido, apenas na data 19/12/2014 que a $E_{BAT_{DISP}} > E_{BAT_{FORN}}$, indicando assim, um déficit no período de operação.

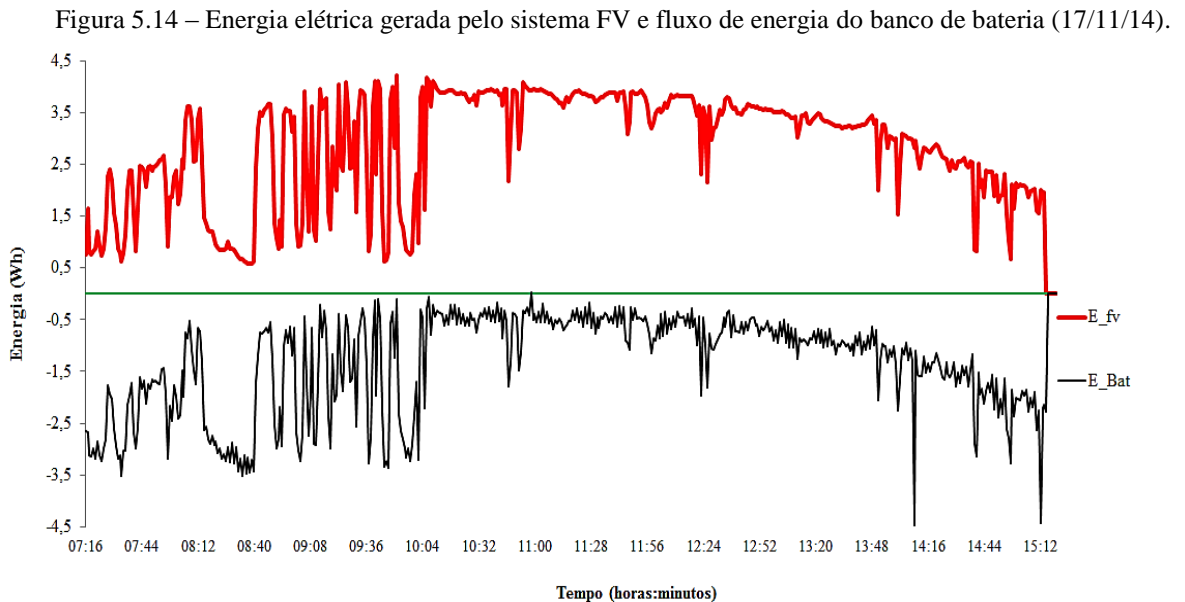
Em relação aos percentuais de participação, nota-se que nas datas de 24/11/14 e 11/02/15 a participação da geração eolioelétrica é superior ao FV; porém na data de 19/12/14 a geração FV registrou 77,4% contra 22,6% para geração eolioelétrica.

O que chama atenção não é o percentual do dia 19/12/14, mais sim, em relação aos outros dois dias, que mesmo em condições favoráveis de recursos para ambas às fontes, a geração FV registrou percentuais de participação de geração superior ao percentual de sua capacidade instalada, que é de 25,82%.

Em relação ao rendimento (η_{spc}) verifica-se que, para os dias com excedente de geração os resultados foram de 70,8% e 72,9% e enquanto para os dias com déficit os resultados foram de 90,5%, 84,9% e 84,2%. O motivo desta redução do rendimento é o descarte do excedente via *dump load*.

A vazão da água bombeada, para os cinco dias, foi mantida em torno de 25,4 L/min, com variância de 0,16. Esse registro indica que o sistema de geração e de armazenamento assegurou o fornecimento de eletricidade para o sistema de bombeamento em todo o período de operação.

A configuração operando apenas em função do recurso solar é verificada na Figura 5.14, registrada na data de 17/11/14 entre 7:16 – 15:18 hs, operando por 8h06.



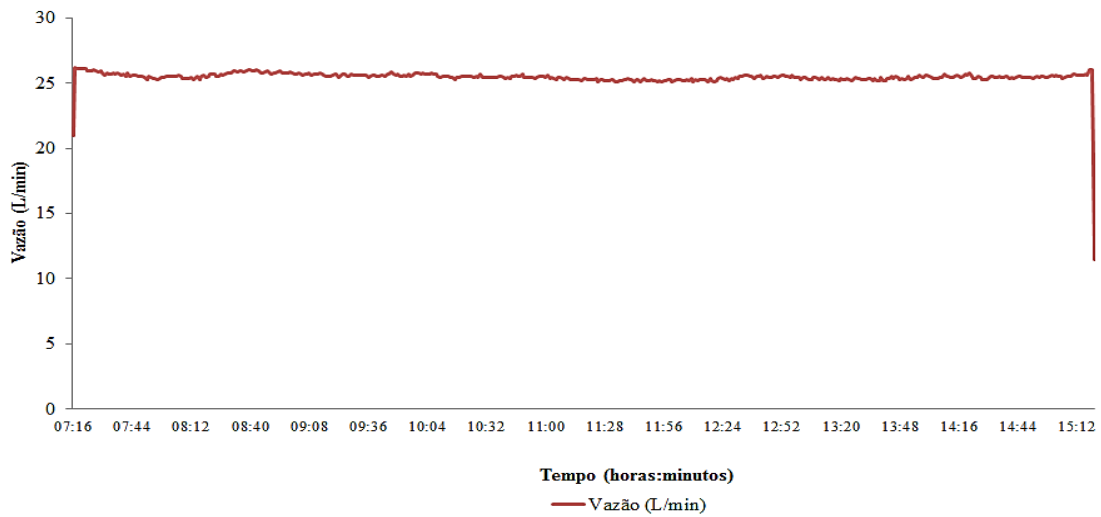
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se que a curva de energia elétrica do banco de bateria está sendo representada por valores negativos, indicando que o banco está disponibilizando eletricidade para atuar na compensação do déficit entre a geração e a carga.

No intuito de melhor representar a energia elétrica disponibilizada pelo banco de bateria atribui-se o valor negativo, indicando assim que o banco está suprindo parcialmente ou totalmente o fornecimento de eletricidade para carga. Nota-se então que a produção de eletricidade disponibilizada pelo arranjo FV foi menor que a solicitada pela carga.

Na Figura 5.15 temos a representação o nível de vazão da água bombeada referente ao dia 17/11/14.

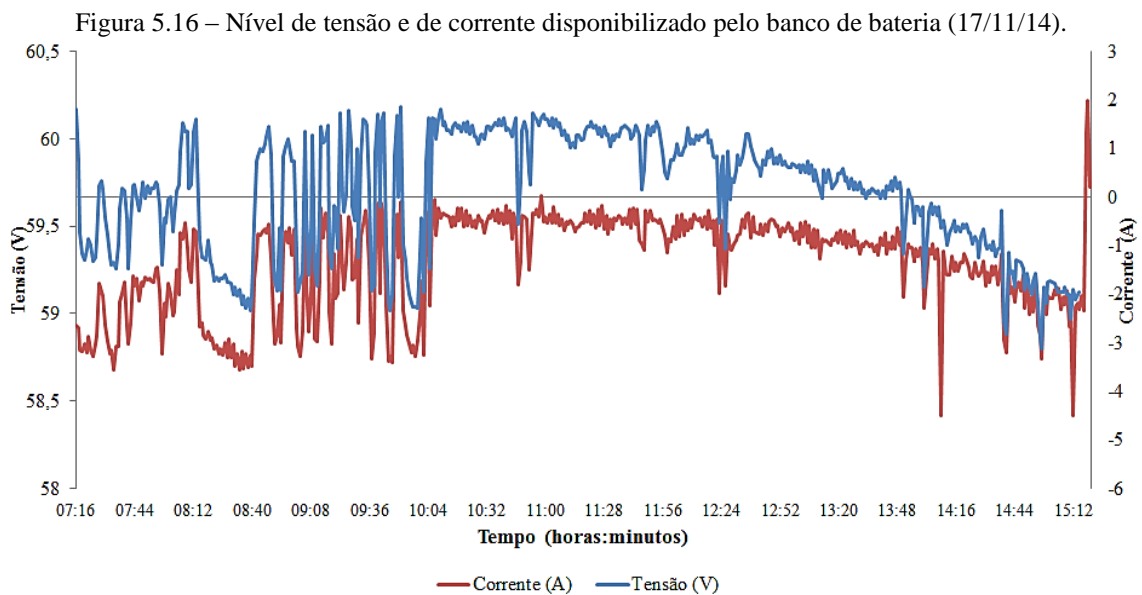
Figura 5.15 – Nível de vazão da água bombeada (17/11/14).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O sistema de armazenamento garantiu o fornecimento de eletricidade contínuo ao sistema de bombeamento, assegurando assim, o funcionamento ininterrupto do mesmo. Fato este observado na medição registrada da vazão de água bombeada.

Na Figura 5.16 são apresentados os níveis de tensão e corrente do banco de baterias para a data de 17/11/14.

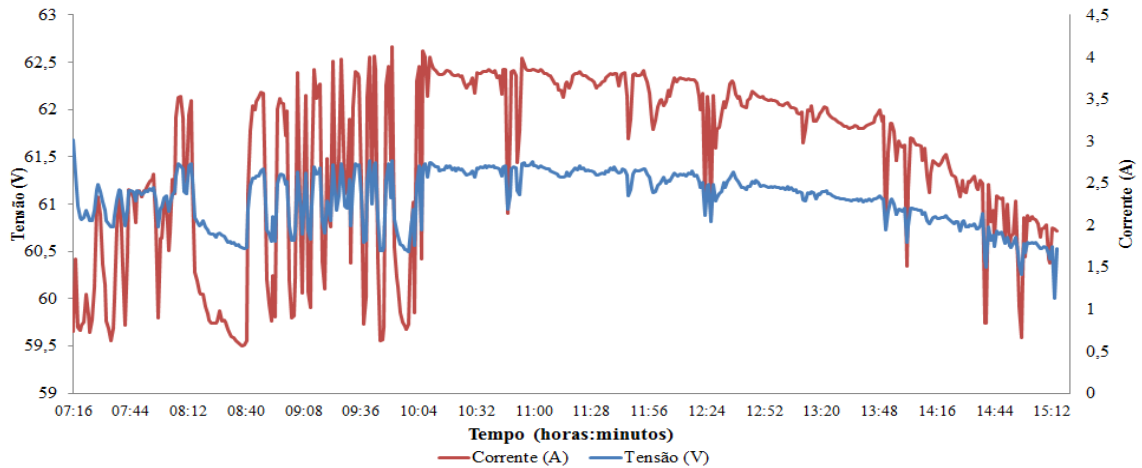


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Verifica-se que a corrente, representada com valor negativo, indica que o banco está disponibilizando eletricidade para carga, assegurando assim o fornecimento.

Na Figura 5.17, têm-se o registro da tensão e corrente do arranjo FV para a data de 17/11/14.

Figura 5.17 – Nível de tensão e de corrente disponibilizado pelo arranjo FV (17/11/14).

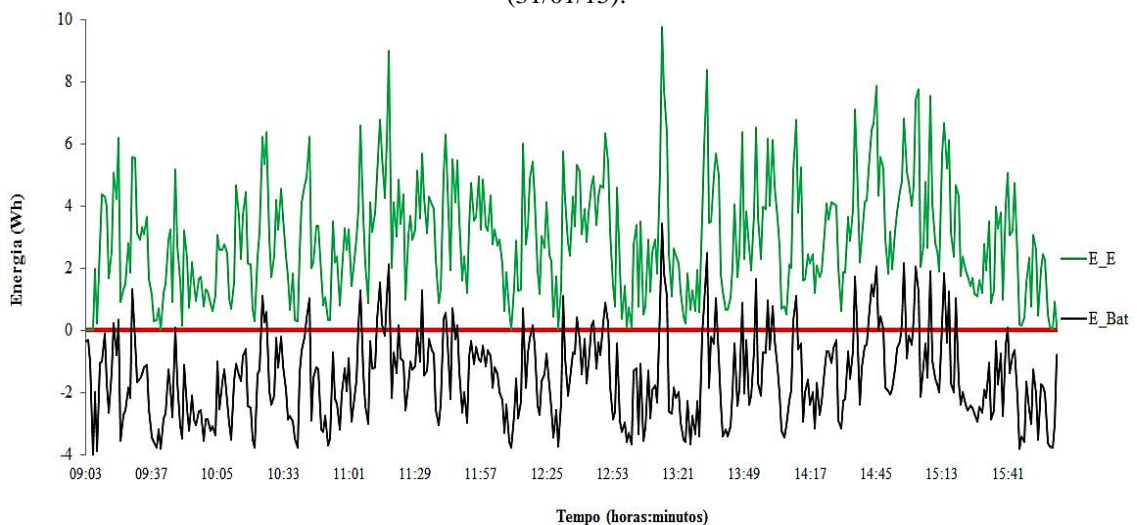


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Verifica-se que a curva de corrente acompanha o perfil da irradiância. Nas primeiras horas de geração (entre 7:16 até 10:16 hs) registra-se uma elevada intermitência da corrente do arranjo FV.

Figura 5.18 apresenta a geração individual para o recurso eólico e a energia elétrica disponibilizada para e pelo banco de bateria, operando entre as 9:03 – 16:02 hs do dia 31/01/15, fornecendo eletricidade para carga por 6h59.

Figura 5.18 – Geração eólica individual e fluxo de energia disponibilizada pelo e para o banco de baterias (31/01/15).

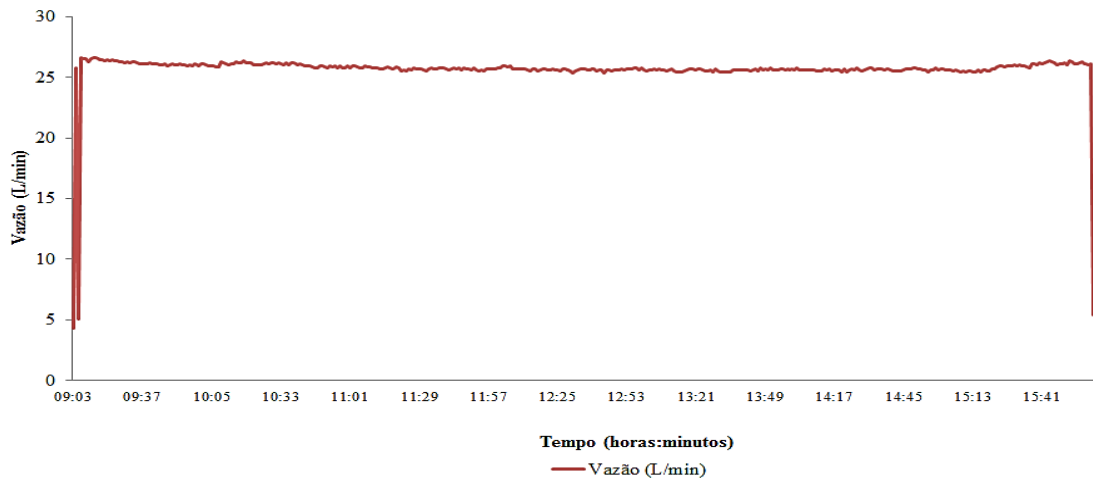


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se que mesmo operando nos horários de maior intensidade de velocidade do vento, o banco de bateria foi essencial para compensar o déficit na configuração individual eólica. Contudo, verifica-se que em alguns momentos a energia elétrica disponibilizada pelo banco de bateria é positiva, indicando que a geração de eletricidade foi superior à solicitada pela carga, ocorrendo assim excedente de geração.

Na Figura 5.19 é apresentado o nível de vazão da água bombeada para a data de 31/01/15.

Figura 5.19 – Nível de vazão da água bombeada (31/01/15).

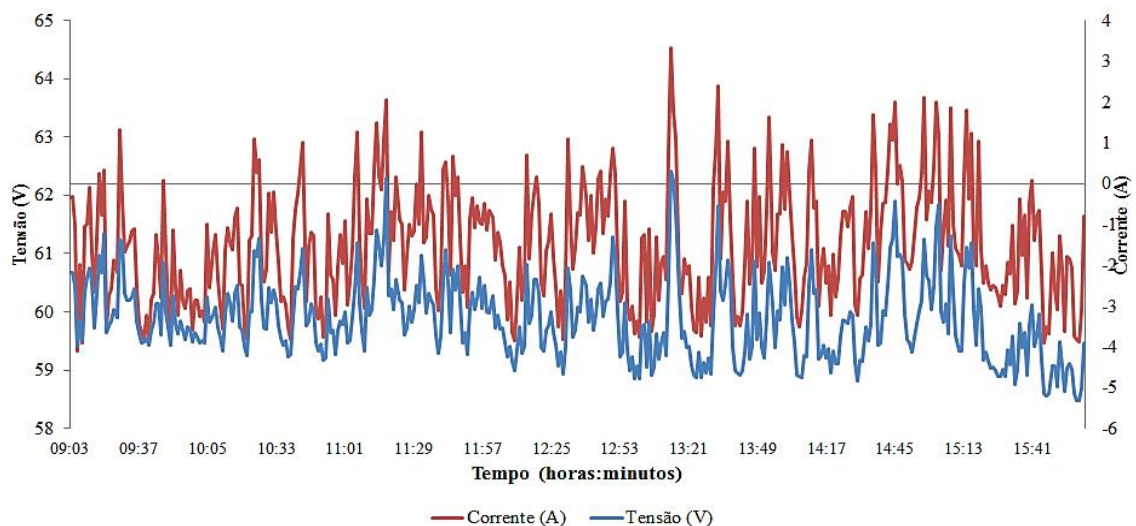


Fonte: Elaborado pelo Autor.

De forma análoga ao registrado na configuração FV, a vazão da água bombeada foi mantida quase constante, com o valor médio da vazão para o período analisado (9:00 – 16:00 hs) de 25,71 L/min.

A Figura 5.20 apresenta os registros de corrente e tensão do banco de bateria para a geração individual eólicoelétrica para a data de 31/01/15.

Figura 5.20 – Nível de tensão e de corrente disponibilizado pelo banco de baterias (31/01/15).

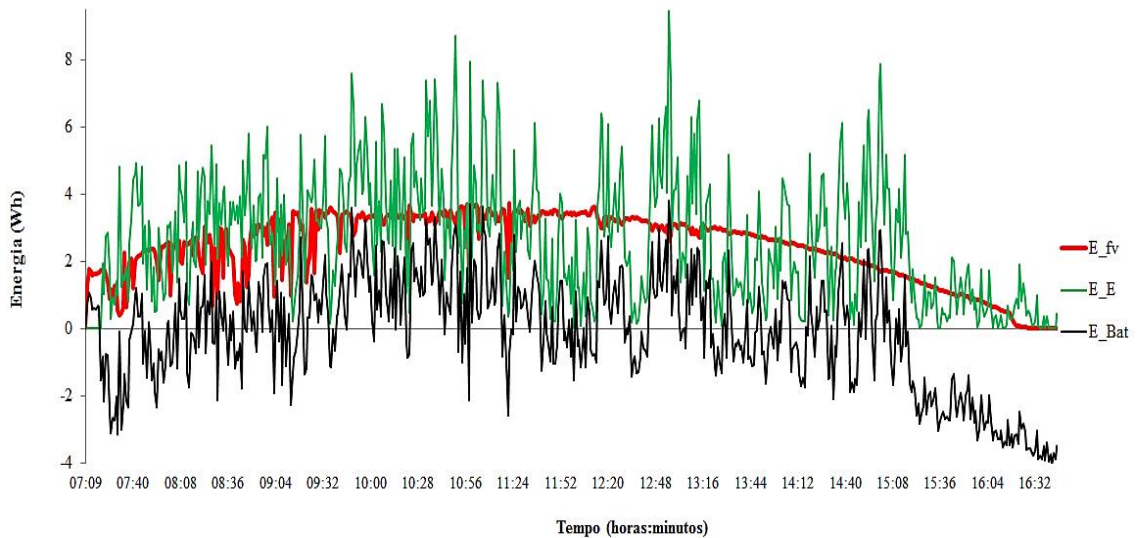


Fonte: Elaborado pelo Autor.

As curvas de tensão e corrente apresentam perfis similares e acompanham o perfil da curva da velocidade do vento para o período, como verificado na geração FV. Nota-se a ocorrência de alguns picos de corrente com valores positivos (excedente). O perfil da curva de tensão do banco de baterias acompanha os níveis da disponibilidade do recurso eólico.

A geração de energia elétrica por meio da combinação das duas fontes é apresentada na Figura 5.21, registrada na data de 24/11/14.

Figura 5.21 – Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias (24/11/14).

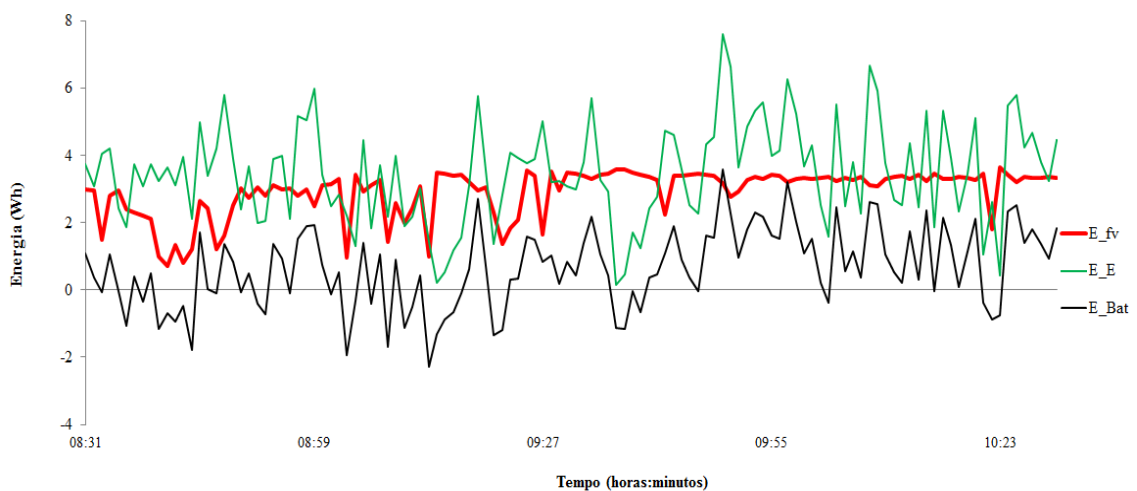


Fonte: Elaborado pelo Autor.

O sistema híbrido foi acionado às 07:10 hs e desligado às 16:45 hs, fornecendo eletricidade para o sistema de bombeamento de água por 9h35.

Observa-se que a combinação das duas fontes foi essencial para mitigar as intermitências inerentes a cada recurso, condição melhor observada na Figura 5.22, que apresenta a geração híbrida de 24/11/14 entre 10:00 – 10:30 hs.

Figura 5.22 – Complementaridade entre a geração E – FV (24/11/14).

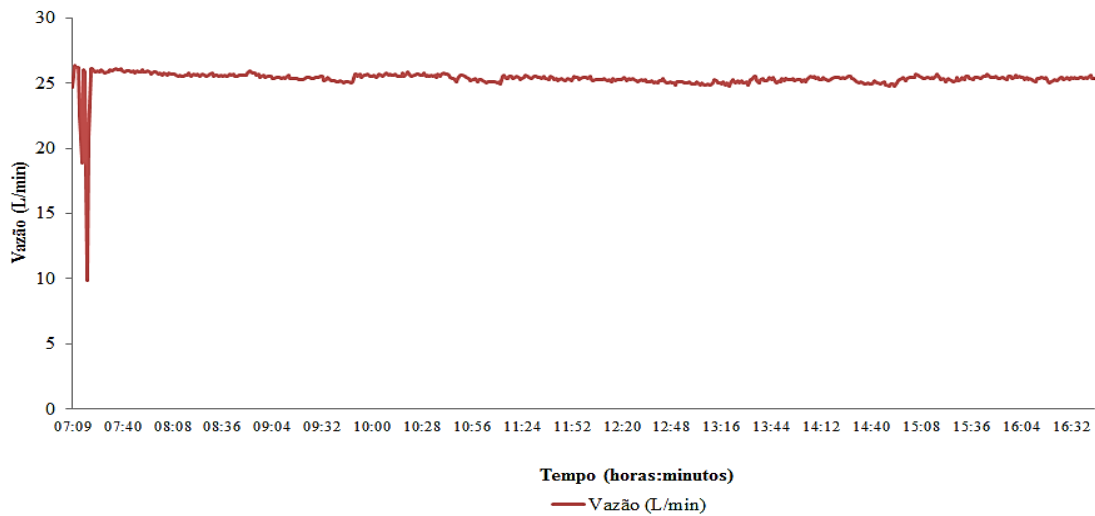


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se que as combinações das gerações eólicoelétrica e FV atuaram de forma a suprir ou reduzir a falta temporária uma da outra. Com isso atenua-se a dependência da compensação do déficit entre geração e carga efetuado pelo banco de baterias.

A Figura 5.23 demonstra a vazão da água bombeada para o dia 24/11/14.

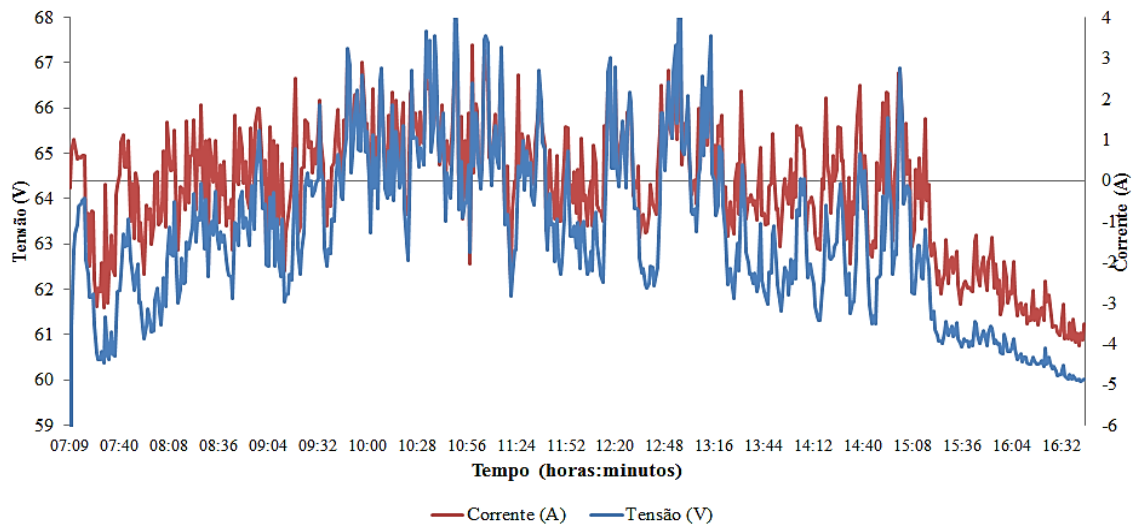
Figura 5.23 – Nível de vazão da água bombeada (24/11/14).



Conforme verificado nas operações de geração isolada, o nível da vazão foi mantido quase constante.

Figura 5.24 apresenta os registros dos níveis de tensão e corrente do banco de baterias para o dia 24/11/14.

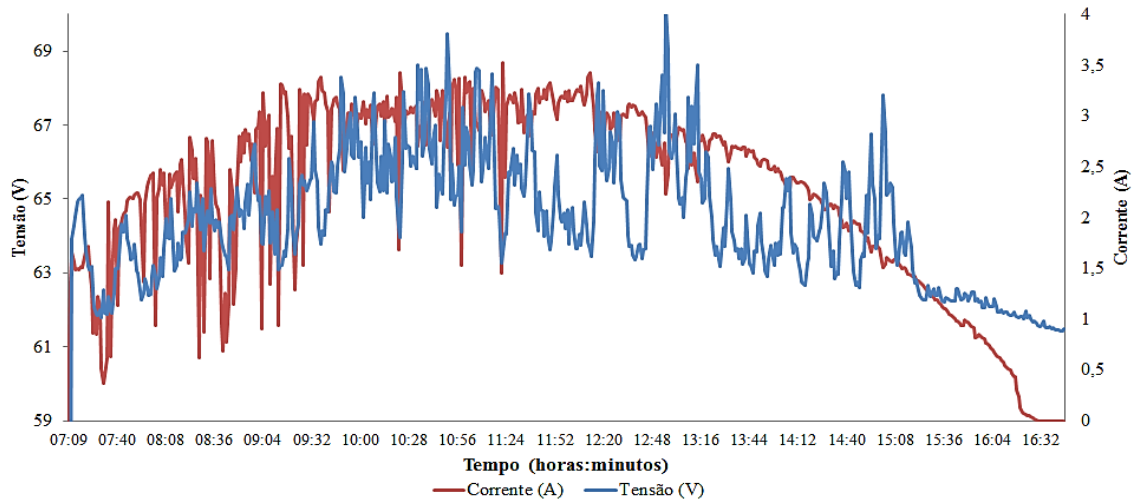
Figura 5.24 – Nível de tensão e corrente do banco de baterias (24/11/14).



Verifica-se pela curva de corrente do banco de bateria uma elevada alternância entre carga e descarga. A partir das 15:00 hs verifica-se o processo de descarga contínuo do banco de baterias até o desligamento do sistema de bombeamento.

Na Figura 5.25 apresentam-se os registros de tensão e corrente do arranjo FV para o dia 24/11/14.

Figura 5.25 – Nível de tensão e de corrente do arranjo FV (24/11/14).

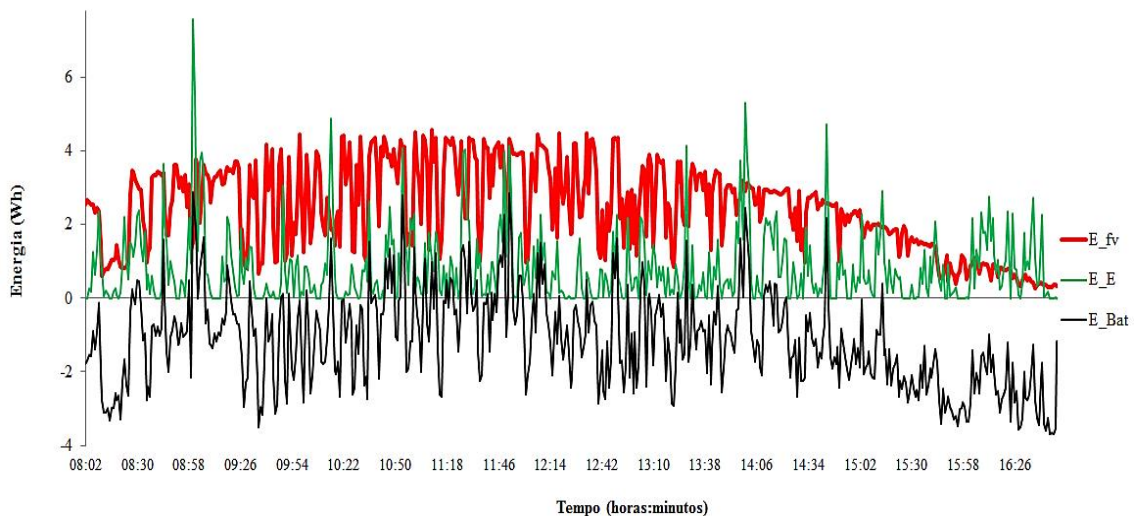


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se que a curva de tensão do arranjo FV acompanha a tendência da curva de tensão do banco de bateria e a corrente apresenta similaridade ao perfil da irradiância.

A Figura 5.26 apresenta a configuração híbrida para a data de 19/12/2014, operando por 8h12 com baixa disponibilidade de recurso.

Figura 5.26 – Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias (19/12/14).

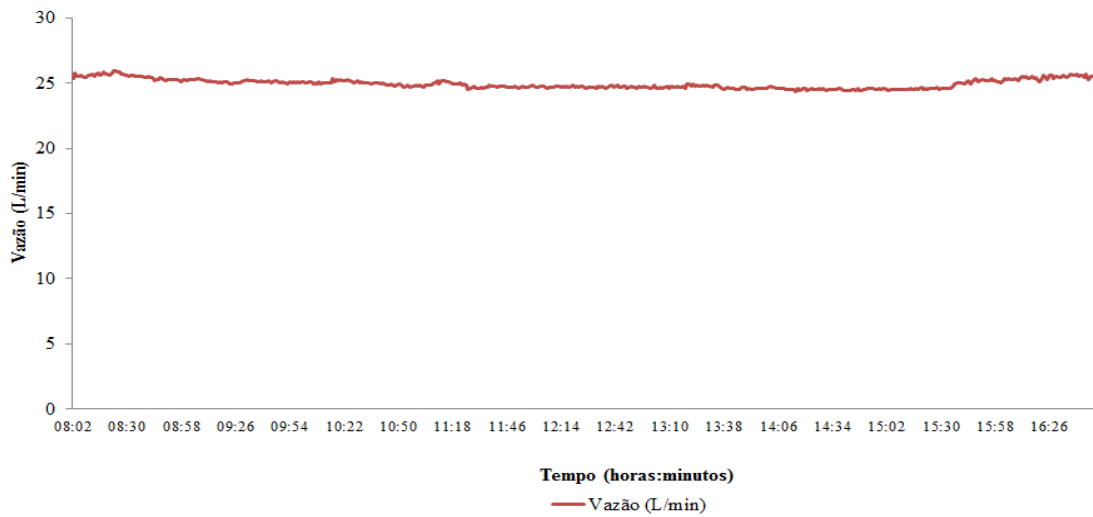


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Ambas as gerações (E e FV), apresentam elevado nível de intermitência na maior parte do período de operação do sistema híbrido, com o banco de bateria atuando na compensação entre geração e carga, em virtude do baixo nível dos recursos disponíveis.

A Figura 5.27 fornece a curva de vazão da água bombeada registrada na data de 19/12/14.

Figura 5.27 – Nível de vazão de água bombeada (19/12/14).

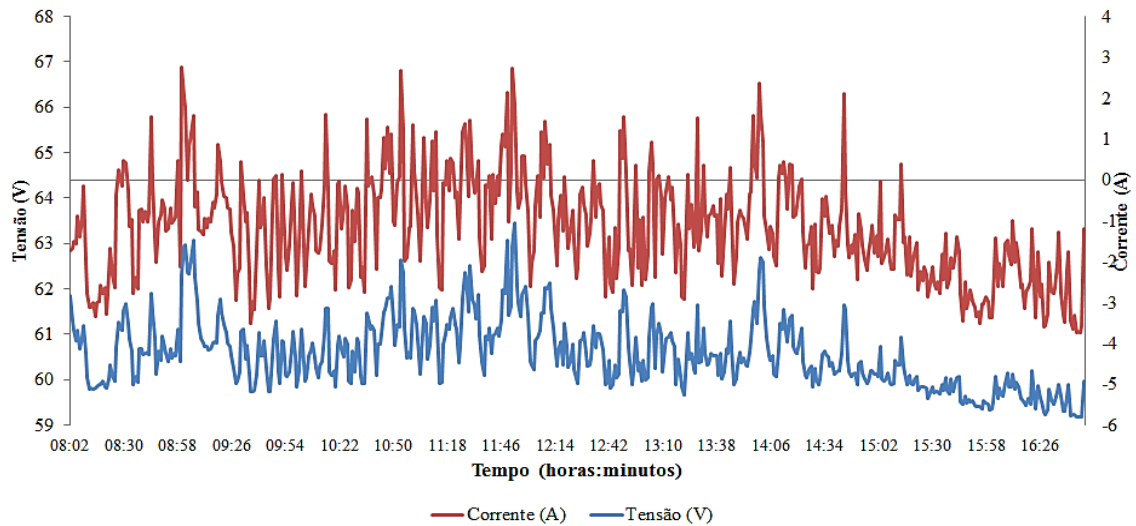


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Conforme verificado em registros anteriores, a vazão se mantém quase constante em todo o período.

A Figura 5.28 fornece a curva de tensão e corrente do banco de bateria na data de 19/12/2014.

Figura 5.28 – Nível de tensão e corrente do banco de baterias registrados na data de (19/12/14).

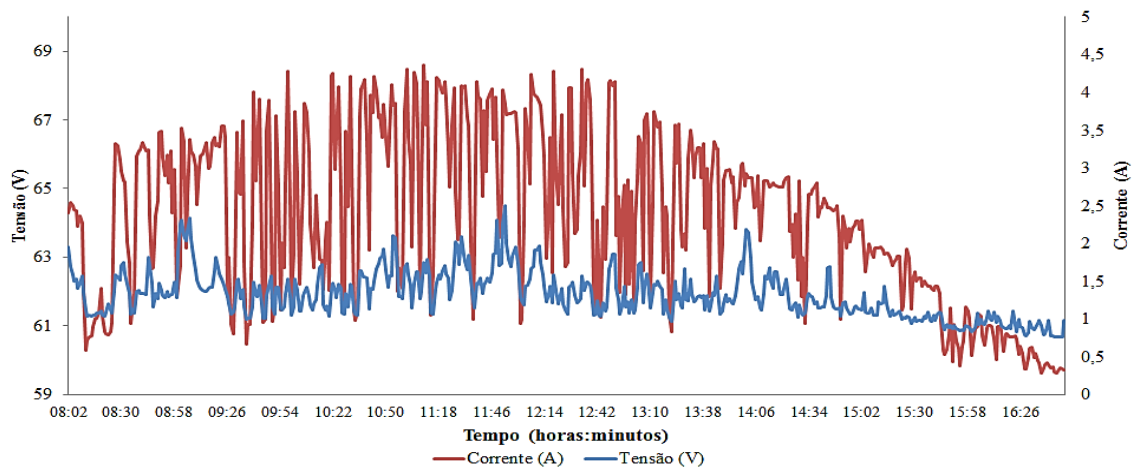


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se a ocorrência predominante da curva de corrente no eixo negativo, indicando assim que o banco de bateria complementou o déficit de geração. Isto é bem visualizado a partir da 14:00 hs, indicando uma descarga contínua do banco de baterias.

Na Figura 5.29 apresenta-se os registros de tensão e corrente do arranjo FV para o dia 19/12/14.

Figura 5.29 – Nível de tensão e de corrente do arranjo FV (19/12/14).

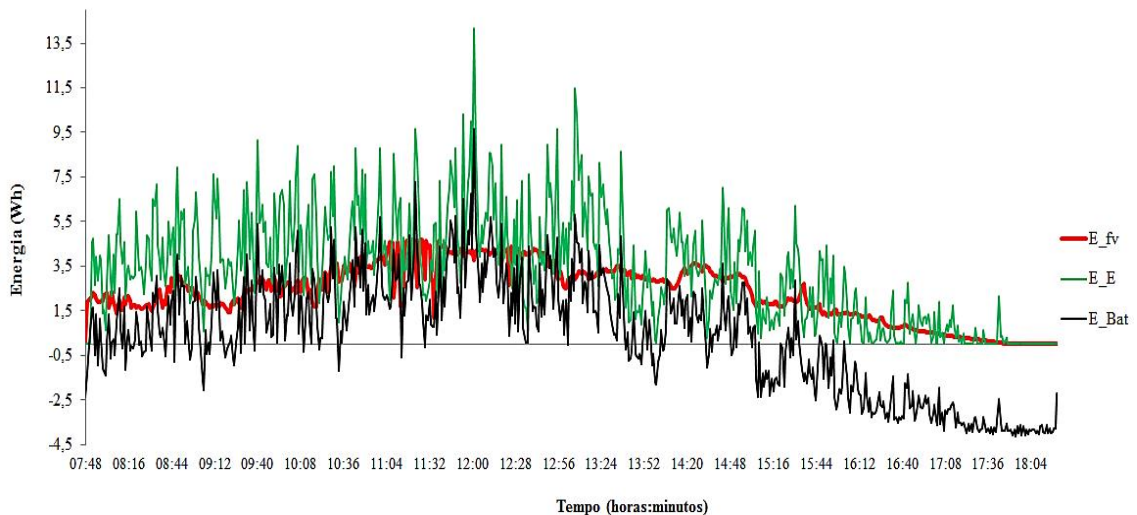


Fonte: Elaborado pelo Autor.

A curva de corrente do arranjo FV apresenta a não uniformidade do perfil de irradiância disponível e conseqüentemente a redução da geração de eletricidade. A curva de tensão do arranjo apresenta similaridade à curva de tensão do banco.

Na Figura 5.30 verifica-se a energia elétrica disponibilizada pelas unidades de conversão e pelo banco de baterias, para o sistema de condicionamento de potência na data de 11/02/15. O sistema híbrido foi acionado as 7:48 e desligado as 18:20 hs, fornecendo eletricidade para o sistema de bombeamento de água por 10h36.

Figura 5.30 – Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias (11/02/15).

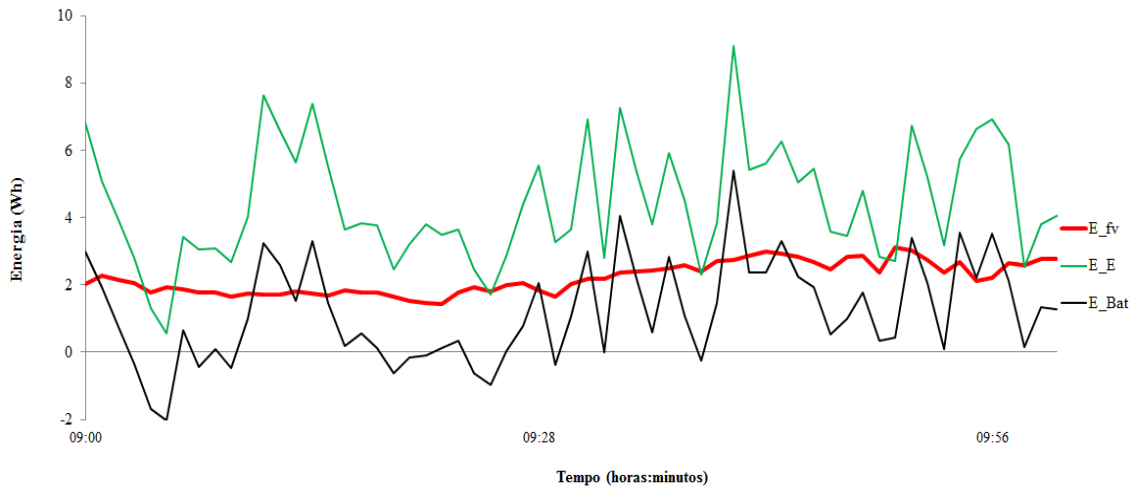


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Verifica-se que o sistema híbrido manteve o consumo da carga até às 15 hs; porém, a partir deste horário observa-se um déficit entre a geração e carga. Embora seja um dia do mês de Fevereiro (primeiro semestre), foi o dia com melhor geração E e FV para a configuração híbrida no período analisado.

Na Figura 5.31 observa-se a geração E e FV entre as 9:00 – 10:00 hs, registrada na data 11/02/15.

Figura 5.31 – Energia elétrica gerada pelas unidades de conversão e a disponibilizada para e pelo banco de baterias entre 9:00 – 10:00 hs.

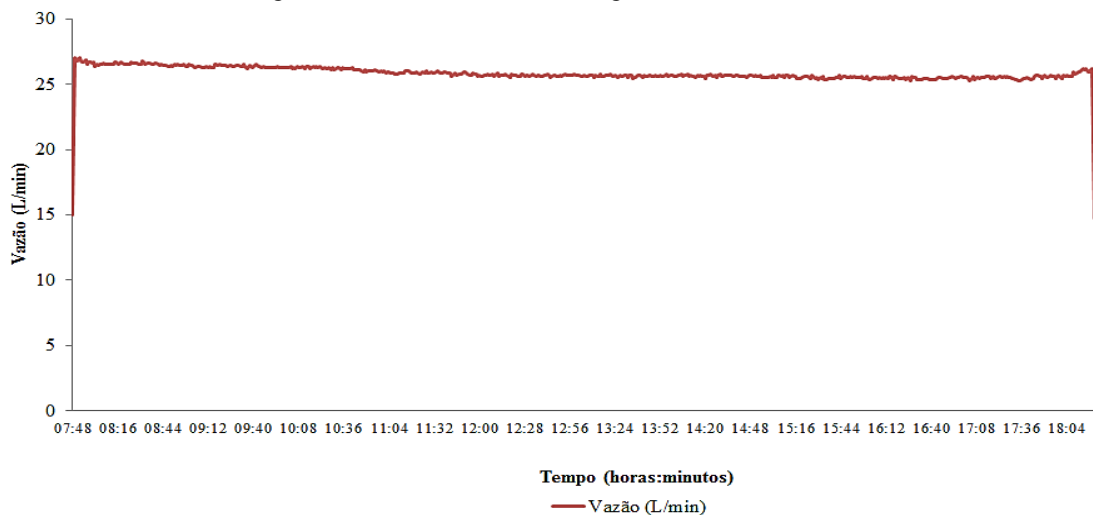


Fonte: Elaborado pelo Autor.

De forma análoga ao verificado na Figura 5.22, a combinação das unidades de conversão (E – FV) demonstram ser fundamentais para minimizar os déficit de geração. Outro fato a ser observado é a variabilidade da geração eólicoelétrica, enquanto a geração FV apresenta menor variabilidade e conseqüentemente maior previsibilidade.

Na Figura 5.32 é apresentado o nível de vazão da água bombeada para a data de 11/02/15.

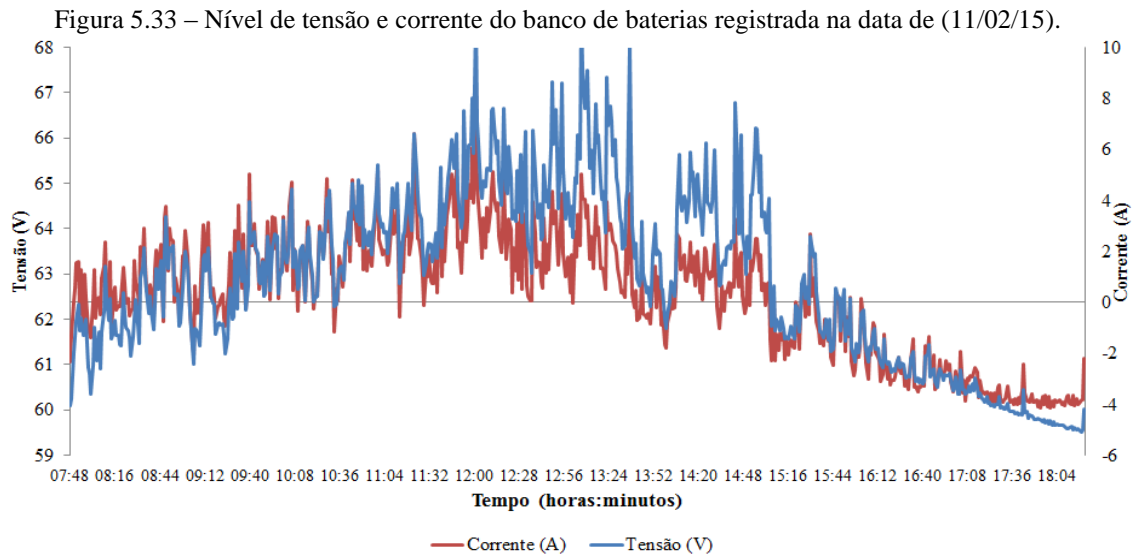
Figura 5.32 – Nível de vazão da água bombeada (11/02/15).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

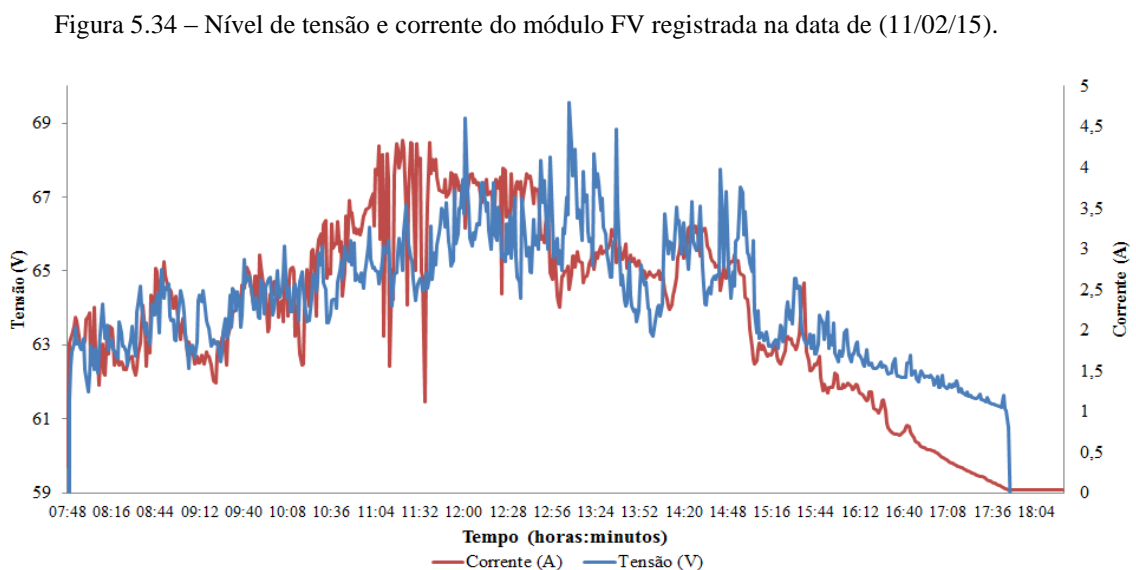
O nível de água bombeada é uniforme, com a média de água bombeada para o período de análise de 25,84 L/min.

A Figura 5.33 fornece a curva de tensão e corrente do banco de bateria registrada em 11/02/2015.



Observa-se pelas curvas de corrente e tensão que o banco de baterias atua na compensação em momentos isolados no decorrer da operação (valores negativos da corrente); a partir das 15:30 hs registra-se o processo de descarga contínua do banco de baterias. Com isso mantêm-se o fornecimento estável de eletricidade para o sistema de bombeamento e, conseqüentemente, o nível de água bombeada até o desligamento do sistema de bombeamento de água.

A Figura 5.34 fornece a curva de tensão e corrente do arranjo FV na data de 11/02/2015.



De forma análoga aos demais casos apresentados, a curva de corrente do arranjo FV também demonstra a não uniformidade do perfil de irradiância disponível.

5.2.2 Eficiência, Índices de Produtividade e as Perdas das Unidades de Conversão.

Nesta seção são apresentadas as eficiências das unidades de conversão (E – FV) em função do recurso disponível e a geração estimada, calculada a partir das equações aplicadas na seção de caracterização do potencial.

Os parâmetros a serem determinados são:

- a) Eficiência E (\mathcal{E}_E); compara o que foi efetivamente gerado em função do recurso disponível (para mesma área de varredura do aerogerador), que é determinado em função da Equação 5.20.

$$\mathcal{E}_E = \frac{E_E}{E_{E\,disp}} \quad (5.20)$$

- b) Eficiência FV (\mathcal{E}_{FV}); compara o que foi efetivamente gerado em função do recurso disponível, que é determinado em função da Equação 5.21.

$$\mathcal{E}_{FV} = \frac{E_{FV}}{E_{FV\,disp}} \quad (5.21)$$

- c) Eficiência E em relação à geração estimada ($\mathcal{E}_{E,est}$); indica a relação percentual entre a geração de energia elétrica estimada em relação à disponível. A geração estimada para o período foi determinada em função do método utilizada na caracterização do potencial eólico. O parâmetro é calculado em função da Equação 5.22.

$$\mathcal{E}_{E,est} = \frac{\sum f_w P_i T}{E_{E\,disp}} \quad (5.22)$$

- d) Eficiência FV em relação à geração estimada ($\mathcal{E}_{FV,est}$); indica a relação percentual entre a geração de energia elétrica estimada em relação à disponível. A geração estimada para o período foi determinada em função do método utilizado na caracterização do potencial solar. O parâmetro é calculado em função da Equação 5.23.

$$\mathcal{E}_{FV,est} = \frac{H_{sol} \cdot Pot_{FV} \cdot (1 - P_{erdas})}{E_{FVdisp}} \quad (5.23)$$

- e) A taxa de rendimento da produção FV (y_{FV}); indica a relação percentual entre a geração de energia elétrica efetiva em relação à estimada. O parâmetro foi calculado em função da Equação 5.24.

$$y_{FV} = \frac{E_{FV}}{H_{sol} \cdot Pot_{FV} \cdot (1 - P_{erdas})} \quad (5.24)$$

- f) A taxa de rendimento da produção E (y_E); indica a relação percentual entre a geração de energia elétrica efetiva em relação à estimada. O parâmetro foi calculado em função da Equação 5.25.

$$y_E = \frac{E_E}{\sum f_w P_i T} \quad (5.25)$$

A Tabela 5.8 fornece os indicadores de desempenho para os dias analisados.

Tabela 5.8 – Indicadores de desempenho para os dias analisados.

<i>Descrição</i>	<i>17/11/2014</i>	<i>24/11/2014</i>	<i>19/12/2014</i>	<i>31/01/2015</i>	<i>11/02/2015</i>
Configuração	FV	Híbrido	Híbrido	E	Híbrido
E_E (kWh)	0,00	1,20	0,33	1,23	1,79
E_{FV} (kWh)	1,17	1,16	1,13	0,00	1,27
$E_{E\ disp}$ (kWh)	2,23	6,68	2,30	6,14	9,33
$E_{FV\ disp}$ (kWh)	12,79	12,19	11,83	14,14	12,38
$E_{FV\ estimada}$ (kWh)	1,37	1,31	1,27	0,00	1,33
$E_{E\ estimada}$ (kWh)	0,00	2,67	0,84	2,46	3,62
\mathcal{E}_E (%)	0,00	17,96%	14,35%	20,03%	19,19%
\mathcal{E}_{FV} (%)	9,15%	9,51%	9,55%	0,00	10,26%
$\mathcal{E}_{E,est}$ (%)	0,00%	39,97%	36,52%	40,07%	38,80%
$\mathcal{E}_{FV,est}$ (%)	10,71%	10,71%	10,71%	10,71%	10,70%
y_E (%)	0,00	44,94%	39,29%	50,00%	49,45%
y_{FV} (%)	85,42%	88,84%	89,21%	0,00	95,84%

A \mathcal{E}_E variou entre 14,35% e 20,03%, tendo o melhor percentual registrado para a configuração geração individual do dia 31/01/15. A \mathcal{E}_{FV} foi mais uniforme, variando entre 9,15% e 10,26%.

Verifica-se uma elevada divergência entre $\mathcal{E}_E - \mathcal{E}_{E,est}$, indicando uma redução da capacidade de produção, observado no indicador y_E . Para o indicador y_{FV} é verificado uma

menor variação. O ideal é que este índice seja o mais elevado possível indicando assim uma menor variação entre o previsto e o realizado.

No intuito de melhor representar esta divergência entre o previsto e o realizado, calculou-se a redução percentual de cada unidade de conversão (E e FV).

A redução percentual para cada unidade de conversão foi calculada em função das Equações 5.26 e 5.27.

$$\text{Redução}_{(\% - E)} = (1 - y_E) \quad (5.26)$$

$$\text{Redução}_{(\% - FV)} = (1 - y_{FV}) \quad (5.27)$$

A Tabela 5.9 apresenta as reduções percentuais para cada unidade de conversão.

Tabela 5.9 – Redução percentual da geração E e FV em relação ao previsto.

<i>Índice</i>	<i>17/11/2014</i>	<i>24/11/2014</i>	<i>19/12/2014</i>	<i>31/01/2015</i>	<i>11/02/2015</i>
Configuração	FV	Híbrido	Híbrido	E	Híbrido
<i>Redução</i> _(% - E)	-	55,06%	60,71%	50,00%	50,55%
<i>Redução</i> _(% - FV)	14,58%	11,16%	10,79%	-	4,16%

Verifica-se que a redução percentual registrada pelo arranjo FV entre o esperado e o realizado variou entre 4,16% e 14,58%; o índice registrado para o aerogerador variou de 50,00% a 60,71%.

Esta redução significativa (entre 50% e 60,71%) na produção de eletricidade pelo aerogerador impacta diretamente na operação e no tempo de vida do banco de baterias. Em virtude desta redução percentual do aerogerador, o presente estudo realizou uma análise em relação à curva de potência do aerogerador instalado.

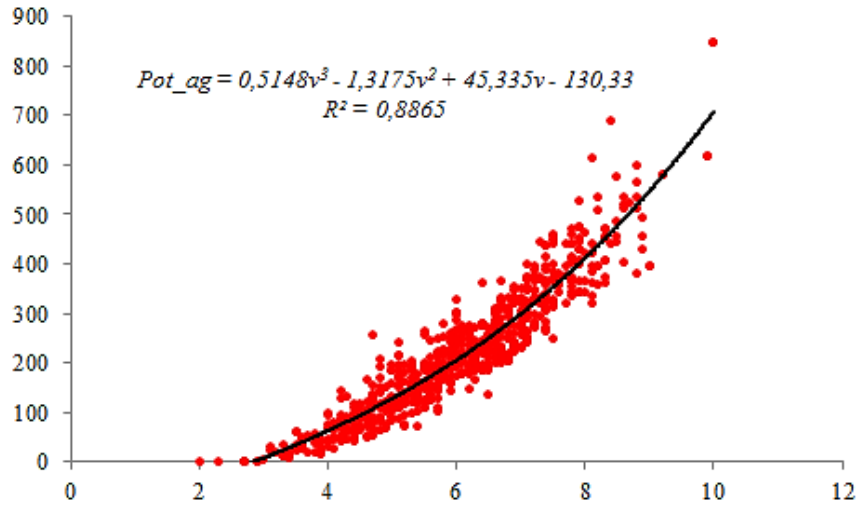
O intuito não é validar a curva de potência do aerogerador, pois as condições não são as ideais, devido, por exemplo, à estocasticidade da velocidade e da direção do vento. A base usada de dados (potência e velocidade do vento) é das datas: 24/11/14 e 11/02/15. A partir destes dados foi construída a curva de potência em função da velocidade do vento, como pode ser observado na Figura 5.35.

Vale ressaltar que os dados com valores fora da tendência foram rejeitados (exemplo: mudanças bruscas da velocidade do vento (rajadas)). O critério utilizado para análise foi em função de uma análise visual e em função de procedimentos estatísticos:

- Média aritmética da potência registrada para cada classe de velocidade (com uma casa decimal);
- Determinação do desvio de cada medida em relação à média;
- Determinação do desvio padrão em relação ao desvio; e

- d) Calculou-se a relação do desvio em relação ao desvio padrão (quanto maior este resultado indica que a medida foge da tendência predominante).

Figura 5.35 – Curva de potência em função dos dados coletados pelo sistema de aquisição.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Vale salientar que a equação da curva de tendência mostrada é válida desde que utilizada no intervalo crescente de $3 < v < 10$ (m/s). Em função da equação apresentada as potência por classe de velocidade de 3 m/s a 10 m/s são apresentados na tabela 5.10

Tabela 5.10 – Comparação entre a potência medida e a prevista.

Velocidade do Vento (m/s)	Curva de Potência (W) (Equação da Tendência)	Curva de Potência (W)	Redução
3	7,72	40	80,7%
4	62,88	100	37,1%
5	127,76	230	44,5%
6	205,45	420	51,1%
7	299,03	660	54,7%
8	411,61	850	51,6%
9	546,26	1050	48,0%
10	706,07	1250	43,5%

Verifica-se que a potência disponibilizada pelo aerogerador é menor do que a prevista pela curva de potência, de acordo com dados do fabricante. Diante do exposto, fica evidenciada a redução da produção de eletricidade pelo aerogerador no sistema híbrido.

5.3 Análise Financeira

A presente seção tem como objetivo apresentar uma análise financeira do sistema de geração híbrida (E – FV) com banco de baterias.

Dentro dos vários indicadores utilizados para auxiliar na avaliação de investimento, o critério do valor presente líquido (VPL) é o mais aplicado (FILHO *et al.*, 2006). Pinho *et al.*, (2008) descreve que o VPL é um dos indicadores mais difundidos e de fácil compreensão.

O VPL representa a diferença entre os custos de investimento inicial (I) e os custos de reposição (CRp); e de operação e manutenção ($CO\&M$) em relação ao valor presente da receita ($V_{P_receita}$), na data zero. O VPL é calculado em função da Equação 5.28.

$$VPL = V_{P_receita} - (I + CRp + CO\&M) \quad (5.28)$$

Os custos de investimento referem-se aos custos iniciais, tais como projetos e aquisições de equipamentos. Os custos de reposição são em função da substituição dos equipamentos, sejam estes por defeito ou por tempo de vida útil. Outros custos referentes às despesas são, por exemplo, a de operação e manutenção, referentes às manutenções corretivas, preventivas, limpezas, abastecimentos e outros.

O custo do sistema híbrido com banco de baterias será calculado em função dos custos de investimento e reposição. As despesas de operação e manutenção não serão consideradas, devido à elevada robustez das unidades eólica e fotovoltaica e por apresentarem baixa manutenção e por não requererem abastecimento. As atividades em relação aos serviços referentes à atividade de troca dos equipamentos, em função da reposição também não foram considerados.

Os custos de reposição são calculados em função do custo de aquisição do equipamento, da quantidade de reposições no decorrer da vida útil do projeto, da taxa de juros adotado e o ano da reposição, conforme verificado na Equação 5.29 (PINHO *et al.*, 2008).

$$V_{P_REP} = \sum_1^R \frac{valor}{(1+i)^n} \quad (5.29)$$

Sendo R a quantidade de reposição, n o ano da reposição, $valor$ o custo de aquisição e i a taxa de juros (variável substituída pelo termo de taxa mínima de atratividade – TMA).

O VPL é inverso do TMA, ou seja, quando maior a TMA, menor o VPL e consequentemente menor a atratividade pelo projeto. Quanto maior o VPL, mais atrativo é o projeto, caso o mesmo resulte um valor negativo indica que o projeto não é viável. O valor da TMA varia de 10 a 12%.

Em função do VPL, concentram-se todos os valores do fluxo de caixa na data zero, faz necessário distribuir os valores em uma série uniforme, o conceito é denominado de valor presente líquido anualizado (VPL_a), como mostra a Equação 5.30.

$$VPL_a = VPL \frac{TMA (1 + TMA)^n}{(1 + TMA)^n - 1} \quad (5.30)$$

O valor presente líquido de despesas (VPL_D) é o custo do investimento inicial e dos custos de reposição V_{PREP} , como mostra a Equação 5.31.

$$VPL_D = I + V_{PREP} \quad (5.31)$$

O custo da energia elétrica (CE) é determinado pela relação do valor presente líquido de despesas anualizado (VPL_{Da}) em relação ao consumo da carga (EC) em (kWh) e não pela energia elétrica gerada (BLASQUES, 2014). O CE é calculado pela 5.32.

$$CE = \frac{VPL_{Da}}{EC} \quad (5.32)$$

Verifica-se que o CE é inversamente proporcional ao EC , ou seja, quando maior o consumo, menor o CE . A EC é anual, ou seja, é soma do consumo dos 12 meses do ano e foi calculada em função da Equação 5.33.

$$EC = EC_{jan} + EC_{FEV} + \dots + EC_{nov} + EC_{dez} \quad (5.33)$$

Na Tabela 5.11 são apresentados os custos de investimento inicial (despesas de aquisição) de cada componente, os valores percentuais de cada componente e os custos em função da capacidade instalada em (R\$/W). Cotação de março/2015.

Tabela 5.11 – Custos de investimento.

<i>Componente</i>	<i>Valor Unitário (R\$)</i>	<i>Qtde</i>	<i>Total (R\$)</i>	<i>Percentual (%)</i>	<i>Custo em (R\$/W)</i>
Sistema eólico (aerogerador e torre)	7.470,00	1	7.470,00	44,15	7,47
Sistema fotovoltaico (módulo e suporte)	750,00	4	3.000,00	17,73	8,62
Banco de baterias	630,00	5	3.150,00	18,62	-
Sistema de Condicionamento de Potência	3.300,00	1	3.300,00	19,50	-
Custo de investimento (R\$)	16.920,00				

O custo de investimento foi de R\$ 16.920,00. O conjunto eólico é o de maior custo. No entanto, quando analisando o custo em função da capacidade instalada (E – FV), a unidade E apresentou menor custo por potência em relação à FV.

Verifica-se que os sistemas E – FV representam 61,88% do investimento inicial, enquanto o banco de bateria apresenta 18,62% e o sistema de condicionamento de potência 19,50%. Dos componentes que compõem a configuração, o de menor custo percentual foi o arranjo FV.

Borges Neto e Carvalho (2011) relatam que a expectativa de vida útil do aerogerador é de 20 anos, e para os módulos FV acima de 20 anos. Pereira (2014) descreve que a expectativa de vida útil do sistema de eletrônica de potência é de 10 anos. A expectativa de vida útil da bateria é de 5 anos (Moura, 2014), podendo ser menor, em virtude do nível de *DOD* e temperatura que a bateria esteja condicionada.

O tempo de vida adotado para o projeto foi de 20 anos, em função da vida útil do aerogerador (por ser o equipamento de maior custo) e o tempo de vida útil adotado para a bateria foi de 04 anos.

Em função destes parâmetros foram determinadas as quantidades de reposições necessárias para cada componente e conseqüentemente os custos de reposição, apresentados na Tabela 5.12 (a TMA aplicada foi de 10%).

Tabela 5.12 – Valor líquido presente de reposição (V_{PREP}).

<i>Componente</i>	<i>TMA(%)</i>	<i>Tempo de vida útil (anos)</i>	<i>Número de reposições</i>	V_{PREP} (R\$)
Aerogerador e torre	10	20	0	0,00
Módulo Fotovoltaico		25	0	0,00
Banco de baterias		4	5	5.310,21
Sistema de Condicionamento de potência		10	2	1.272,29
Custo de Reposição				6.528,50

Verifica-se que o banco de bateria foi o componente que apresentou o maior número de reposições e também o custo mais elevado de reposição. Blasques (2014) descreve que as baterias são o ponto crítico para o sistema de geração renovável.

De posse dos custos de investimento inicial, da TMA, do custo de reposição determina-se, o VPL_D e o VPL_{Da} e conseqüentemente o CE . Os valores são apresentados na Tabela 5.13. O EC foi determinada em função da carga instalada (0,5 cv) operando por 24 horas.

Tabela 5.13 – Valor líquido presente, anualizado, consumo e o custo da energia.

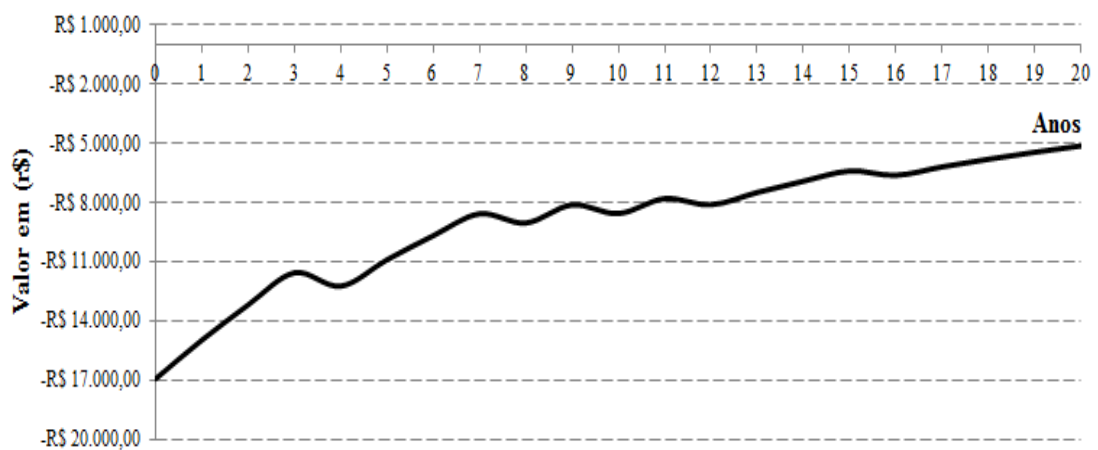
<i>Indicadores</i>	<i>Valores</i>
VPL_D (R\$)	23.702,50
VPL_{Da} (R\$)	2.784,09
EC (kWh)	3.223,68
CE (R\$/kWh)	0,86

Nota-se que o *CE* do sistema híbrido (E – FV) com banco de baterias é de 0,86 (R\$/kWh) valor este superior ao valor da tarifa de energia elétrica cobrado pela Coelce a clientes residências para o mês de Abril/2014 (0,67 R\$/kWh).

No intuito de analisar o tempo de retorno de investimento, foi aplicada a tarifa elétrica praticada pela Coelce para clientes residências para análise.

Na Figura 5.36 é apresentado o fluxo de caixa (diferença entre despesas e receitas) para o sistema híbrido implantado. A receita foi calculada em função do consumo da carga e da tarifa elétrica.

Figura 5.36 – Fluxo de caixa do caso proposto.



Fonte: Elaborado pelo autor

Constata-se que o resultado do fluxo de caixa é negativo, ou seja, não há retorno financeiro no período de vida útil do projeto (20 anos).

A Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA) relata que a agricultura familiar, hoje, é responsável por 75% dos alimentos que é consumido pelos brasileiros. (EMBRAPA, 2014).

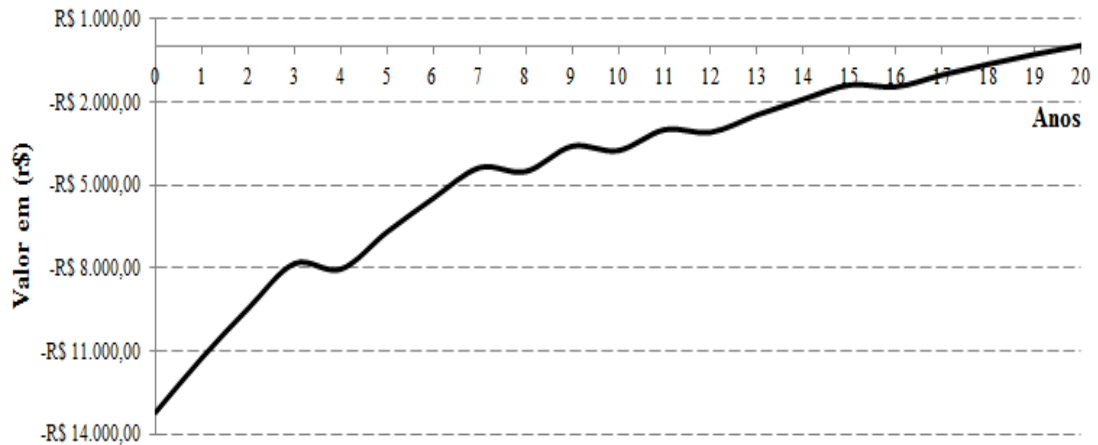
Logo se verifica o quanto é essencial à busca por alternativas que assegurem este fornecimento e a busca de estratégias que contribuam com este objetivo, por exemplo: manejo eficiente, armazenamentos (captação da água pluvial) e o uso de recursos regionais.

É neste contexto que a inserção de subsídios se faz necessário para que ocorra o equilíbrio financeiro para o sistema instalado. Dois cenários são apresentados:

- a) Análise do fluxo de caixa com subsídios de 22%; e
- b) Análise do fluxo de caixa com subsidio de 25%.

Na Figura 5.37 é apresentado o fluxo de caixa com o subsidio de 22%.

Figura 5.37 – Fluxo de caixa com subsídio de 22%.

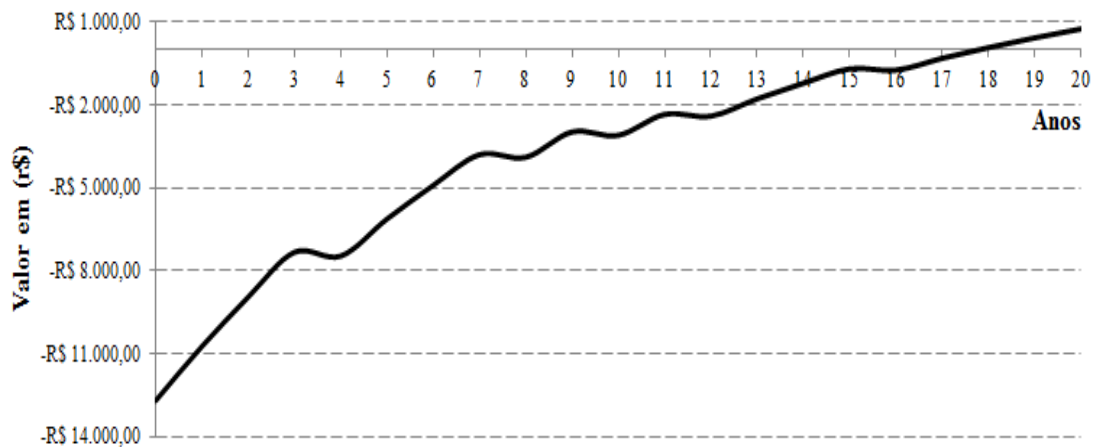


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Aplicando o subsídio de 22%, verifica-se que o equilíbrio financeiro ocorre no período de vida útil do projeto.

Na Figura 5.28 apresenta-se o fluxo de caixa aplicando um subsídio de 25%.

Figura 5.38 – Fluxo de caixa com subsídio de 25%.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Ao utilizar o subsídio de 25%, o *CE* calculado foi de 0,64 (R\$/kWh), valor menor que a tarifa de energia. Observa-se que o projeto atingiu resultado positivo no décimo oitavo ano.

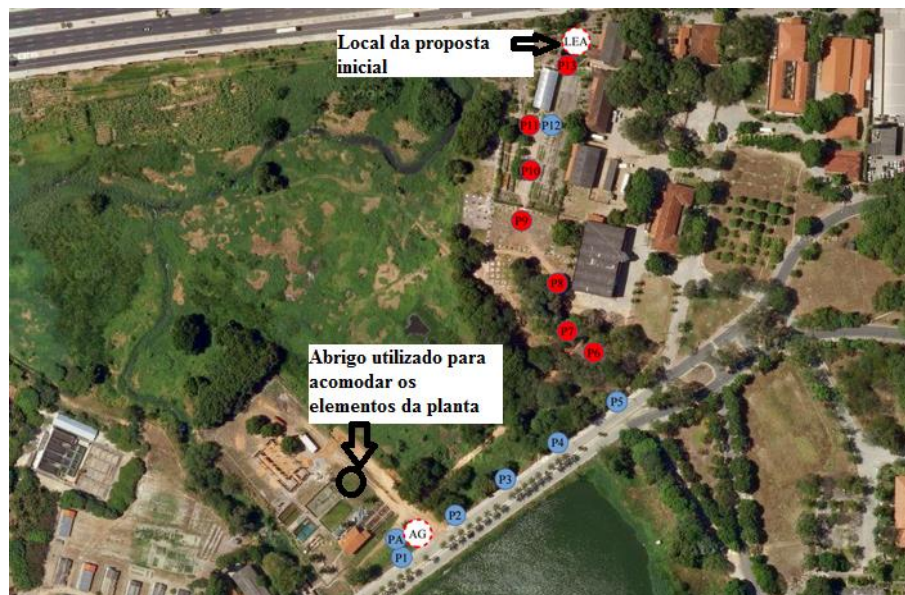
5.4 Dificuldades Encontradas na Implantação da Planta Híbrida.

Na execução de projetos de pesquisa de campo, tem-se a oportunidade de vivenciar dificuldades que fogem as condições planejadas. Estas dificuldades são possibilidades de aprendizados e aplicações de alternativas não previstas, tais como:

a) Instalação do aerogerador:

A atividade foi desenvolvida em etapas: a primeira foi a confecção das bases (para o mastro e os estaios), a segunda etapa foi a montagem e instalação do aerogerador (registro fotográfico no Anexo I), e a terceira etapa a instalação dos elementos que compõem a planta, que na proposta inicial era acomodar toda estrutura no LEA. Porém em virtude da distância e a falta de infraestrutura necessária para realizar a conexão do aerogerador ao LEA, os elementos da planta foram remanejados e acomodados em um abrigo de alvenaria, próximo ao aerogerador, ver Figura 5.39.

Figura 5.39 – Localização da proposta inicial e o local da instalação.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os círculos (de cor vermelha e azul) representam os postes e o trajeto da rede elétrica de conexão do aerogerador ao LEA. Os círculos de cor vermelha representam os postes a serem instalados e os de cor azul os existentes. A distância do aerogerador até o LEA é de 423,47 m. A distância do aerogerador ao abrigo é de 77,2 metros.

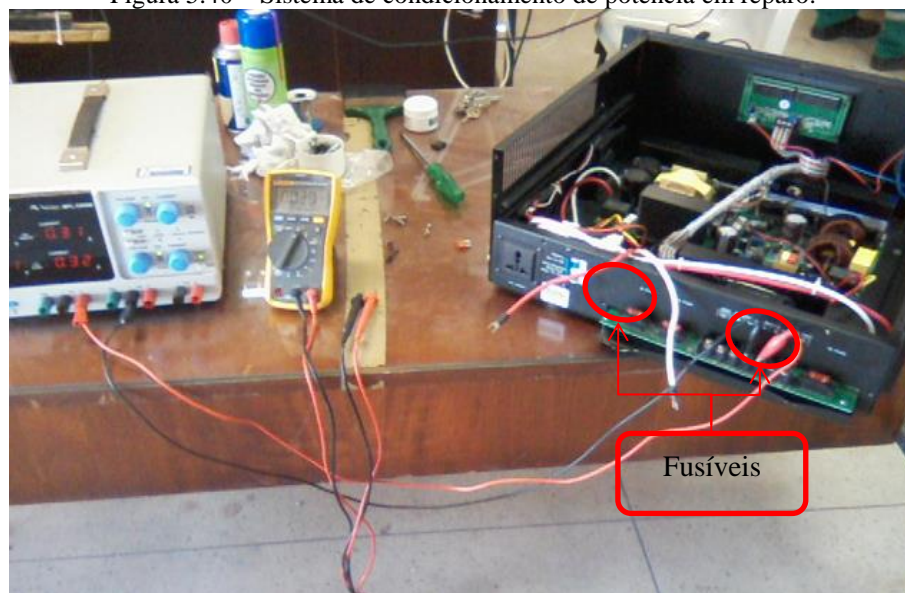
b) Defeito na unidade inversora do sistema de condicionamento de potência

A avaria foi registrada na data de 11/10/14. Uma das grandes preocupações no início do projeto foi em relação à natureza da carga, o motor de indução monofásica, equipamento que solicita elevado valor de corrente na partida. O fornecedor (representante) foi consultado a fim de verificar se o equipamento de condicionamento de potência suportaria a corrente solicitada na partida, o questionamento não foi respondido. Após a execução das instalações necessárias, o acionamento do sistema de bombeamento foi efetuado sem nenhuma anormalidade. Contudo na data de 11/10/14 por volta das 8:00 hs, ao acionar o

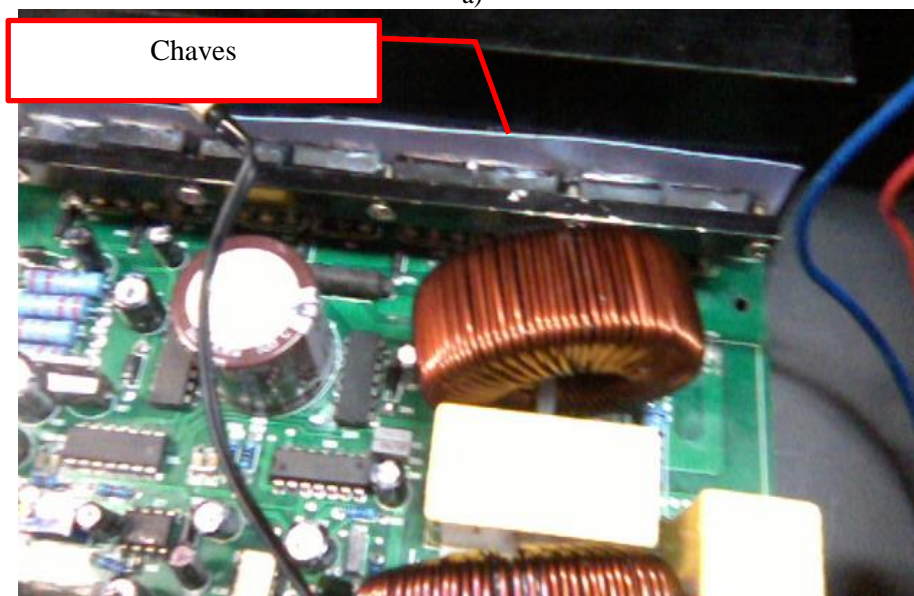
sistema de bombeamento foi percebido um som, curto e baixo vindo do equipamento de condicionamento de potência. A avaria foi em virtude do rotor bloqueado do sistema de bombeamento.

O fornecedor (represente) foi acionado para efetivar a manutenção, contudo a solicitação ficou pendente (vale ressaltar que a garantia já estava expirada). A solução então foi abrir o equipamento e identificar o defeito (atividade efetuada pelo grupo de trabalho do LEA e o Laboratório de Mecânica Agrícola - LEMA). Ao analisar o equipamento, foi identificado que a avaria ocorreu na unidade inversora do equipamento. A unidade é composta por chaves do tipo MOSFET. O reparo foi efetuado com a troca de 04 chaves, o registro do reparo é apresentado na Figura 5.40.

Figura 5.40 – Sistema de condicionamento de potência em reparo.



a)



b)

Fonte: Próprio Autor.

Vale ressaltar que o fusível de proteção do equipamento não atuou. Em virtude desta falha foi realizada a substituição dos fusíveis de proteção do equipamento por outros de menor capacidade (45 A para 25 A), a escolha foi em função da capacidade de condução das chaves do inversor. Outra ação foi a instalação de um par de fusíveis diazed de 2 A em série com a chave de partida direta (com relé de sobrecarga térmico).

- c) Rompimento do cabo de conexão do aerogerador ao sistema de condicionamento de potência.

A ocorrência foi no dia 02/02/15 por voltas das 15:00 hs. O rompimento foi ocasionado devido à construção da via de acesso ao bloco CEBIAQUA. O acidente foi ocasionado pela escavação efetuada pela retroescavadeira que acabou atingindo o cabo, apresentado na Figura 5.41, 42 e 43.

Figura 5.41 – Atividade que ocasionou o rompimento.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 5.42 – Local de rompimento.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 5.43 – Cabo rompido.



Fonte: Próprio Autor.

Vale ressaltar que a equipe que executava a obra foi avisada com antecedência que no local próximo à cerca havia um cabo elétrico que estava subterrâneo a uma profundidade de 20 cm. Em função do rompimento do cabo elétrico o aerogerador ficou operando a vazio. A solução para o travamento foi curto circuitar as fases do aerogerador evitando assim que o aerogerador opera-se a vazio . O reparo do cabo foi efetuado reestabelecendo a conexão.

5.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada a caracterização do potencial (eólico e solar) disponível para o local, a análise de desempenho e financeira do sistema híbrido (E – FV) com banco de baterias aplicado ao sistema de bombeamento e as principais dificuldades encontradas.

Na caracterização do potencial eólico e solar constatou-se que, os meses de Setembro/14 a Dezembro/14 apresentaram as melhores médias diárias de velocidade do vento e de irradiação. Os meses de Fevereiro e Março de 2015 apresentaram as menores médias mensais da velocidade do vento e da irradiação.

Verifica-se uma simultaneidade entre as fontes eólica e solar, ou seja, temos coincidência (não complementariedade) dos recursos eólico e solar. Esta simultaneidade foi observada tanto ao longo dos meses do ano, como ao longo das horas do dia.

Em relação à análise técnica do sistema híbrido instalado foi verificada a necessidade de aplicar uma estratégia de operação, fato este identificado em função da

simultaneidade dos recursos eólico e solar e dos baixos níveis de recurso eólico registrados no período noturno.

Os indicadores de desempenho das unidades de geração eólica e FV apontaram para divergência entre o estimado e o medido, tendo a unidade eólica uma redução superior a 50% entre o estimado e o medido.

A análise financeira apontou que o sistema híbrido eólico-solar instalado (01 aerogerador, 04 módulos FV; banco de baterias com 05 unidades de 150 Ah e um sistema de condicionamento de potência) teve um custo de 0,86 R\$/kWh, sendo que o custo do sistema foi determinado em função dos custos de investimento e de reposição em relação ao consumo.

Por fim são apresentadas as principais dificuldades encontradas na implementação da planta híbrida investigada.

6. APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO

Este capítulo tem como objetivo apresentar um estudo de viabilidade técnica financeira de sistema híbrido eólico – fotovoltaico com sistema de banco de baterias, avaliando a configuração de menor custo-benefício.

O dimensionamento é efetuado em função de:

- Recurso disponível;
- Consumo da carga a ser atendida;
- Período de funcionamento da carga;
- Capacidade do banco de bateria;
- Rendimento do sistema de condicionamento de potência;
- Percentual de participação de cada fonte no arranjo; e
- Custo de investimento e reposição.

Borges Neto e Carvalho (2011) relatam que um dos desafios em sistema híbrido é determinar o percentual de participação de cada fonte, em função do parâmetro determinante que é o menor custo.

Blasques (2014) descreve que o correto dimensionamento de sistema híbrido é complexo, em virtude da presença de mais de uma fonte (intermitente ou constante), do sistema de armazenamento e do custo. O autor propõe um algoritmo de dimensionamento de sistema híbrido de geração de energia elétrica, a fim de apresentar a configuração de menor custo e também uma proposta de operação e gestão do sistema.

Rekioua (2012) propõe um dimensionamento em função da energia elétrica produzida por unidade de área, e a inserção de um parâmetro que define a participação de geração de cada unidade de conversão. O dimensionamento pode ser efetuado com base no mês de menor recurso como também em função da média anual.

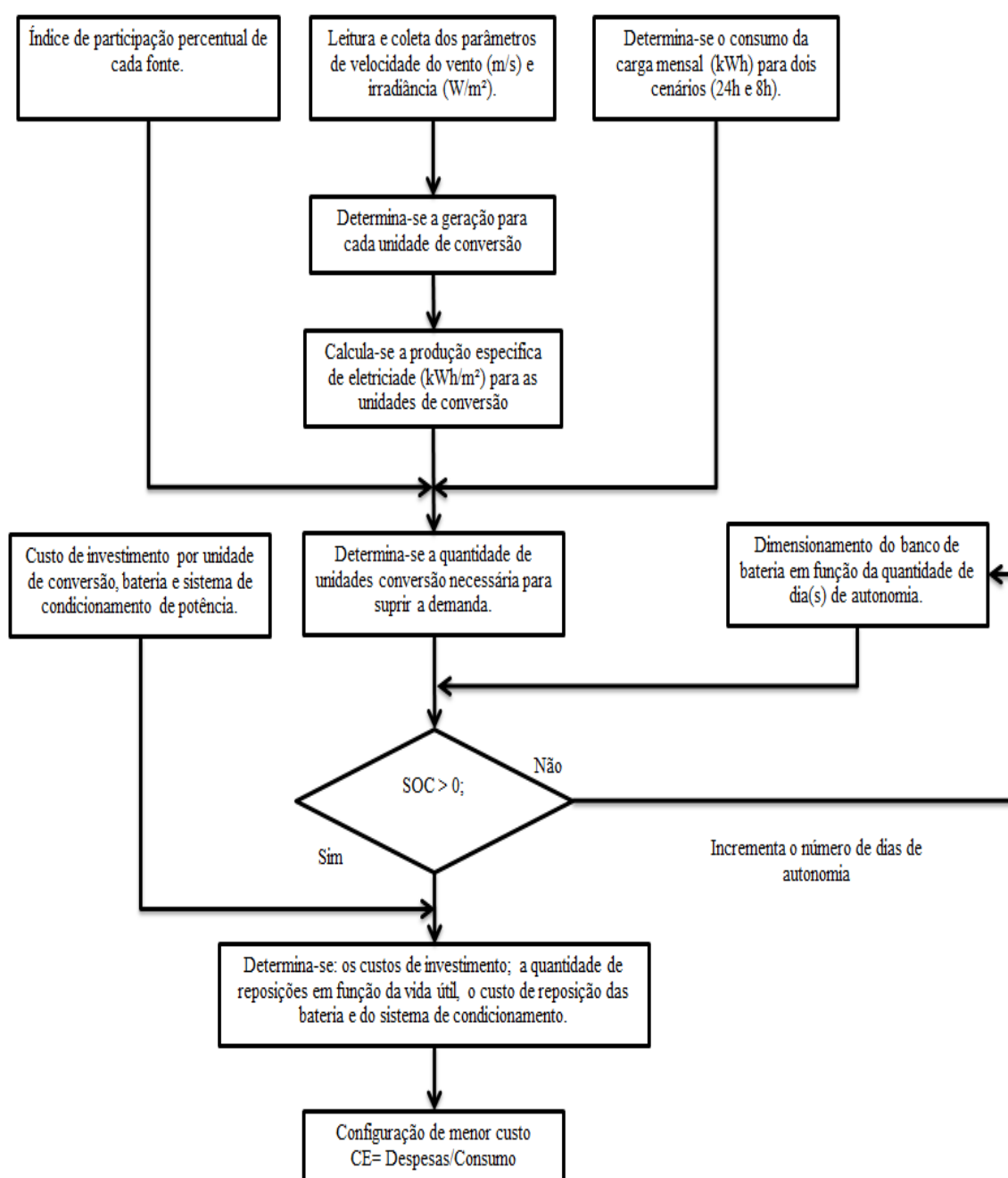
Nogueira *et. al.*, (2014) apresentam uma metodologia para dimensionamento de sistema híbrido E –FV com armazenamento em baterias, com aplicação em propriedade rural para a região Sul do Brasil. O método é baseado no conceito de probabilidade de perdas de fornecimento de energia elétrica a carga (*Loss of Power Supply Probability - LPSP*) para períodos de horas consecutivas. O estudo analisou o dimensionamento (técnico – financeiro) ótimo para 06 cenários distintos, que variaram os valores de *LPSP* e o período de horas consecutivas sem atendimento. O custo da energia variou de 1,223 R\$/kWh para *LPSP* igual 0% (sem perda de fornecimento) a 1,00 R\$/kWh com *LPSP* de 30%.

A literatura tem apresentado inúmeros métodos e modelos que tem o mesmo objetivo, determinar a configuração que atenda a demanda com o menor custo.

6.1 Dimensionamentos das unidades de conversão e do sistema de armazenamento

O dimensionamento do sistema de energia foi desenvolvido conforme fluxograma apresentado na Figura 6.1. A ferramenta utilizada para auxiliar nos cálculos foi da *Microsoft Excel*.

Figura 6.1 - Fluxograma do dimensionamento da configuração de menor custo.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O fluxograma segue os seguintes passos:

- a) Leitura dos dados de velocidade do vento, irradiância e temperatura. Análise do potencial de recurso disponível (define o mês ou o período para dimensionamento);
- b) Calcula-se, de acordo com a seção 5.1 a geração de eletricidade para cada unidade de conversão;
- c) Determina-se a produção específica de eletricidade por unidade de área (m^2) para cada unidade de conversão (kWh/m^2);
- d) Em função do consumo da carga e do índice de participação percentual de cada fonte, determina-se o dimensionamento ideal do sistema para o período estabelecido (a quantidade de aerogeradores e módulos FV);
- e) Calcula-se o dimensionamento do banco de baterias em função do nível *DOD*; do consumo da carga diária e do número de dias de autonomia do sistema de armazenamento;
- f) Realiza o ajuste do dimensionamento do banco de baterias em função da análise do resultado do *SOC* do banco de baterias, caso o resultado seja negativo ou igual a zero o procedimento deve retornar ao item anterior e incrementar a quantidade de dias e assim aplicar novamente a análise;
- g) Calcula os custos do equipamento, de acordo com a seção 5.3, utilizando os seus custos iniciais, custos de reposição, taxa mínima de atratividade, tempo de vida útil.
- h) Resultado: a configuração de menor custo para o período estabelecido.

A quantidade de aerogeradores e módulos FV é determinada conforme Equação 6.1 e 6.2 (REKIOUA, 2012).

$$N_{ag} = a. \frac{E_{carga}}{\left(P_{esp(E)} \cdot \eta_{SCP} \right) A_{ag}(m^2)} \quad (6.1)$$

$$N_{FV} = a. \frac{E_{carga}}{\left(P_{esp(FV)} \cdot \eta_{SCP} \right) A_{FV}(m^2)} \quad (6.2)$$

$P_{esp(E)}$ representa a produção específica de eletricidade por unidade de área (m^2) varrida pelas pás do aerogerador (unidade: kWh/ m^2) e $P_{esp(FV)}$ representa a produção específica de eletricidade por unidade de área (m^2) de um módulo FV (unidade: kWh/ m^2). $A_{ag(m^2)}$ representa a área de varredura da pá e $A_{FV(m^2)}$ a área do módulo FV. O rendimento do sistema de condicionamento de potência é representado por η_{SCP} e N_{ag} a quantidade de aerogeradores e N_{FV} a quantidade de módulos FV necessários para atender a demanda da energia E_{carga} . O fator percentual de participação é representado por a .

A produção específica das unidades de conversão é calculada em função da metodologia aplicada na seção 5.1. As áreas das unidades de conversão são calculadas em função das especificações técnicas descritas na seção 4.2. O consumo mensal é calculado em função da potência da carga (0,5 cv) e o período de operação.

O valor adotado para rendimento do equipamento de conversão (η_{SCP}) é de 0,92 (HONGXING YANG *et al.*, 2007).

A análise financeira é efetuada em função dos valores e metodologia descritos na seção 5.3. Vale ressaltar que os custos de investimento e reposição do sistema de condicionamento de potência são estimados com base nos custos da configuração híbrida instalada, que representou 19,5% do custo total.

A capacidade do banco de baterias é dimensionada pela Equação 6.3 (JING LI, WEI e JI XIANG, 2012).

$$C_{bb} = \frac{E_{carga(\frac{kWh}{dia})} \cdot N_{aut}}{DOD\% \cdot V_{bat} \cdot \eta_{spc}} \quad (6.3)$$

Onde $E_{carga(\frac{kWh}{dia})}$ é a energia elétrica diária consumida pela carga (kWh/dia), N_{aut} é o número de dias de autonomia (dia), DOD é a profundidade de descarga, V_{bat} é o nível de tensão da bateria em (V), η_{spc} é o rendimento do sistema de condicionamento de potência, e C_{bb} é a capacidade do banco de baterias em (Ah).

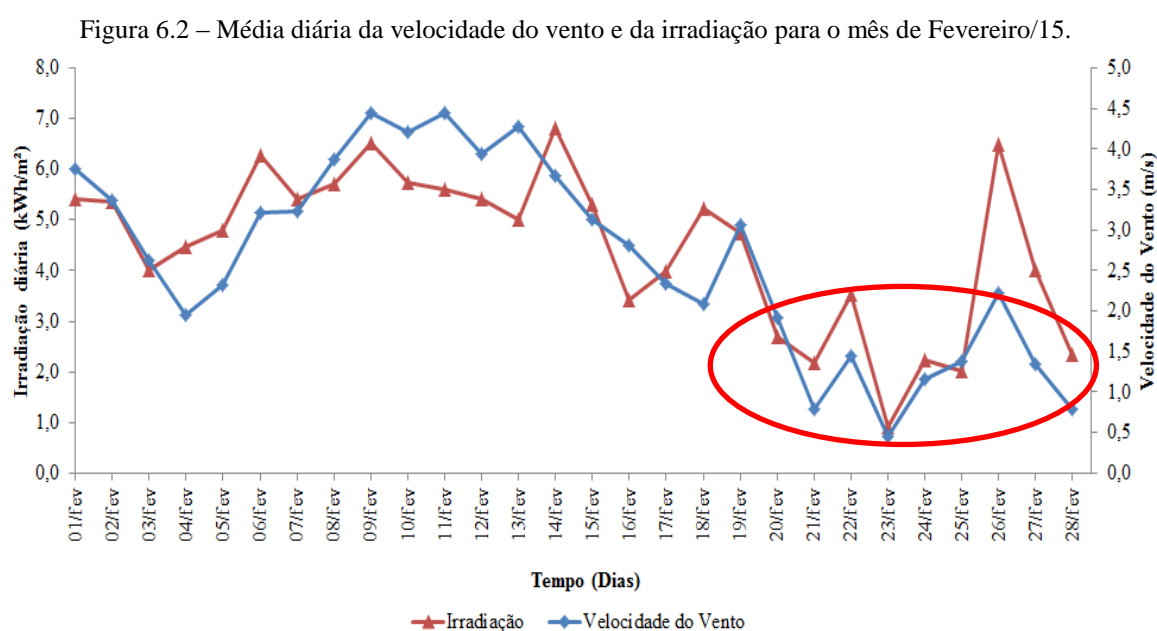
A quantidade necessária de baterias para compor o banco é calculada em função da Equação 6.4.

$$N_b = \frac{C_{bb}}{C_b} \quad (6.4)$$

Onde N_b é o número de baterias, C_{bb} é a capacidade do banco de baterias em (Ah), e C_b é a capacidade da bateria em (Ah). Para determinar o dimensionamento do banco foram adotadas as mesmas especificações técnicas da bateria descrita na seção 4.2 ($V_{bat} = 12 V$ e $C_b = 150 Ah$).

Um fator importante no dimensionamento do sistema de geração de energia elétrica híbrido com banco de bateria é a análise do *SOC*.

No intuito de visualizar e exemplificar períodos nos quais o banco de baterias fique submetido a um regime de descarga, é apresentado na Figura 6.2 a velocidade média do vento (m/s) e a irradiação diária (kWh/m²) para o mês de Fevereiro/15.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Verifica-se que por 09 (nove) dias a velocidade média do vento é inferior à velocidade de entrada de operação do aerogerador e os níveis de irradiação diária são inferiores à média mensal (registrando níveis abaixo de 1 kWh/m²) e destes, 06 (seis) dias são consecutivos. Consequentemente o banco de bateria será submetido a um regime de *DOD*.

O estado de carga é determinado em função da Equação 6.5 (JING LI,WEI e JI XIANG, 2012).

$$SOC_{(t)} = SOC_{(t-1)} + \left(\frac{(N_{ag} \cdot Pot_{E(t)} + N_{FV} Pot_{FV(t)}) - P_{carga(t)}}{(V_{bat} \cdot N_b) \cdot (C_b \cdot N_b)} \right) \quad (6.5)$$

SOC representa o estado de carga do banco de baterias, $P_{carga(t)}$ a potência solicitada pela carga no instante (t) , $Pot_{E(t)}$ a potência disponibilizada pelo aerogerador no instante (t) , determinada em função da curva de potência do aerogerador, e $Pot_{FV(t)}$ a potência disponibilizada pelo arranjo FV no instante (t) .

A $Pot_{E(t)}$ é determinada em função da interpolação polinomial da curva de potência, conforme Equação 6.6.

$$Pot_{E(t)} = \begin{cases} 0 \rightarrow se\ 0 < 3 \left(\frac{m}{s}\right) \\ 35v_{(t)}^2 - 185v_{(t)} + 280 \rightarrow se\ 3 \leq v_{(t)} \leq 5 \left(\frac{m}{s}\right) \\ 25v_{(t)}^2 - 85v_{(t)} + 30 \rightarrow se\ 5 \leq v_{(t)} \leq 7 \left(\frac{m}{s}\right) \\ -25v_{(t)}^2 + 565v_{(t)} - 2070 \rightarrow se\ 7 \leq v_{(t)} \leq 8 \left(\frac{m}{s}\right) \\ 200v_{(t)} - 750 \rightarrow se\ 8 \leq v_{(t)} \leq 10 \left(\frac{m}{s}\right) \\ -10v_{(t)}^2 + 420v_{(t)} - 1950 \rightarrow se\ 10 \leq v_{(t)} \leq 12 \left(\frac{m}{s}\right) \end{cases} \quad (6.6)$$

A $Pot_{FV(t)}$ é determinada em função da Equação 6.7 (KAABECHE A., BELHAMEL M., IBTIOUEN R (2011)).

$$Pot_{FV(t)} = \eta_{FV} \cdot A_{FV} \cdot G_{(t)} \cdot F_p \quad (6.7)$$

Sendo F_p o fator de preenchimento, igual a 0,822 (admissional); $G_{(t)}$ representa a irradiância no tempo (t) e η_{FV} o rendimento do módulo, calculado em função da Equação 6.8:

$$\eta_{FV} = \eta_{ref} \cdot \left(1 - \alpha \cdot (T_{mod} - T_{ref})\right) \quad (6.8)$$

Sendo α o coeficiente de temperatura ($2,12 \times 10^{-3} \text{ A}^\circ\text{C}$), T_{ref} a temperatura de referência ($25 \text{ }^\circ\text{C}$), η_{ref} o rendimento do módulo (13,3%) e T_{mod} a temperatura do módulo, calculada em função da Equação 6.9.

$$T_{mod} = t_{AMB} + \left(\frac{NOCT - 20}{800}\right) \cdot G_{(t)} \quad (6.9)$$

t_{AMB} é a temperatura ambiente medida e $NOCT$ é a temperatura nominal de operação da célula descrita na especificação técnica do módulo é de 47 °C.

Embora o dimensionamento seja em função do período de menor disponibilidade de recurso, são apresentadas as configurações de menor custo para os meses de Setembro/14 a Março/14 e uma análise em função da média dos meses. As condições iniciais para o dimensionamento são:

- a) Sistema de bombeamento operando por 24 horas, ou seja, o sistema de geração e de armazenamento deve assegurar o fornecimento de eletricidade ininterruptamente por 24 h (1° Cenário);
- b) Sistema de bombeamento operando por 08 horas, ou seja, o sistema de geração e de armazenamento deve assegurar o fornecimento de eletricidade ininterruptamente por 08 h (2° Cenário);
- c) A quantidade de dias de autonomia do banco de baterias é vinculada à análise do *SOC* do banco de baterias (*DOD* utilizado é de 90%);
- d) Quantidade de aerogeradores: resultados entre 1 e 1,1 a quantidade é arredonda a 01 (um) aerogerador. Caso o resultado for entre 0 e 0,1, também o arredondamento é efetuado para baixo, ou seja, igual a 0 (zero). Os demais casos são arredondados para cima;
- e) Quantidade de módulos FV: o arredondamento é efetuado para algarismo inteiro de maior subsequente. Porém caso a quantidade de aerogerador atenda a condição de arredondamento para zero, a quantidade de módulos FV será dimensionada em função do fator de percentual de participação igual a 1.
- f) A quantidade de baterias é sempre arredonda para cima;
- g) O volume de água é estimado em função da média de água bombeada (25,6 L/min). Aplicando a conversão para a unidade de m³/h, calculou-se o volume de água (m³) bombeado para os meses analisados.

Na Tabela 6.1 são apresentadas as configurações, bem como o percentual de participação em função do menor custo e o volume de água bombeada.

Tabela 6.1 – Resultados para o 1º cenário (fornecimento interrompido de 24 h).

<i>Mês</i>	$\alpha_{\%}$	<i>Configuração</i>				<i>CE</i> (R\$/kWh)	<i>Volume</i> (m ³)
		N_{ag}	N_{FV}	N_{aut}	N_{bat}		
Set/14	E (100%)	2	0	2,0	12	1,56	1105,92
Out/14	E (55%) e FV (45%)	1	9	2,0	12	1,52	1142,78
Nov/14	FV (100%)	0	25	3,0	18	2,16	1105,92
Dez/14	FV (100%)	0	25	3,0	18	2,16	1142,78
Jan/15	FV (100%)	0	25	3,0	18	2,16	1142,78
Fev/15	FV (100%)	0	31	5,5	33	3,42	1032,19
Mar/15	FV (100%)	0	30	5,5	33	3,35	1142,78
Média	FV (100%)	0	25	3,0	18	2,16	1116,45

Em função dos resultados apresentados, apenas no mês de Outubro/14 a configuração híbrida apresentou-se como a de menor custo; para todos os demais meses a geração individual foi a de menor custo. O arranjo híbrido é composto por 01 aerogerador e 09 módulos FV e com sistema de armazenamento com 12 baterias (com autonomia de 02 dias), a um custo de 1,52 R\$/kWh.

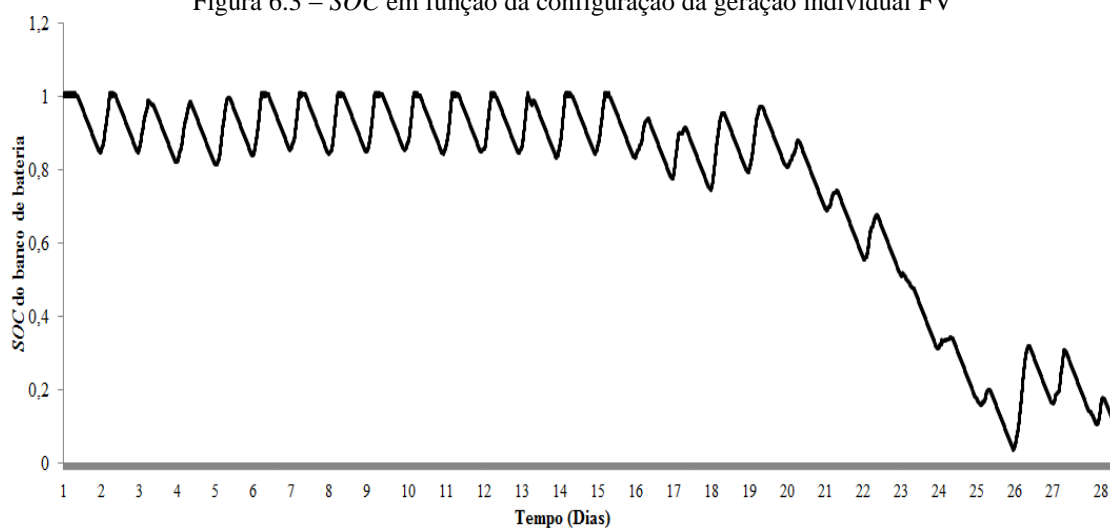
Das gerações individuais, apenas em setembro/14 a geração eólica apresenta o menor custo, com uma configuração de 02 aerogeradores e 12 baterias.

Na seção 5.1 foi apresentado o potencial eólico e solar para os meses de Setembro/14 a Mar/15, demonstrando que, o mês de menor disponibilidade de recursos foi o de Fevereiro/15 e Outubro/14 o de maior disponibilidade de recurso.

Considerando o dimensionamento em função do potencial do mês de menor disponibilidade, o sistema de geração de energia elétrica a ser adotado é o de Fevereiro de 2014, com a configuração de 31 módulos FV e 33 baterias (com autonomia de 5,5 dias) a um custo de 3,42 R\$/kWh.

Na Figura 6.3 é apresentada a curva do *SOC* do banco de baterias para a configuração do mês de fevereiro de 2014.

Figura 6.3 – SOC em função da configuração da geração individual FV



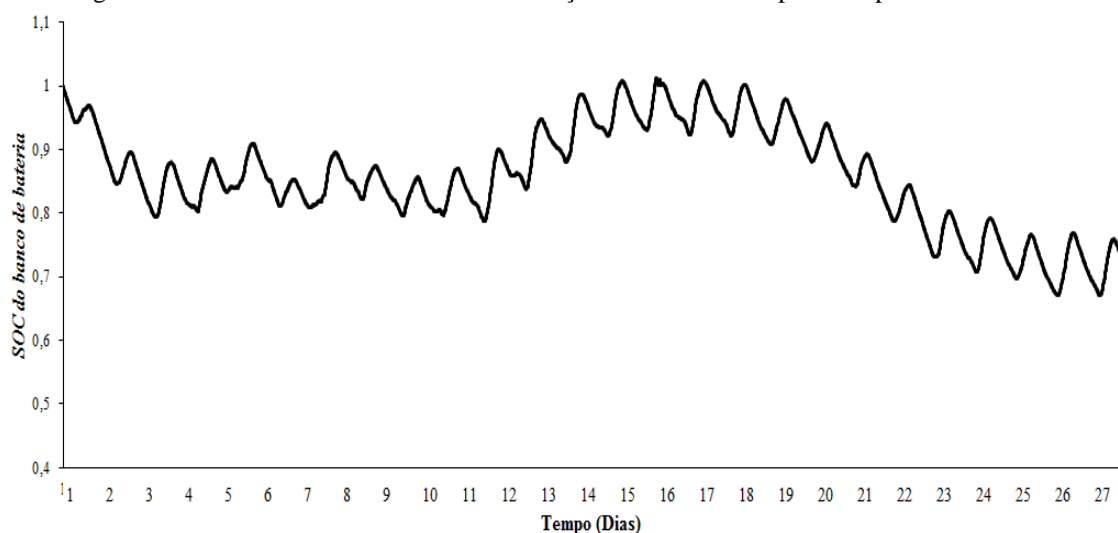
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se que em função dos seis dias consecutivos de baixo recurso, o banco de baterias fica submetido a um regime de descarga profunda, atingido *SOC* abaixo de 0,2 (ou 20%) de sua capacidade nominal.

Ao analisar a curva do *SOC* verifica-se que em nenhum momento o sistema deixou de fornecer eletricidade para o bombeamento, atendendo assim a condição de assegurar o fornecimento interrompido por 24 horas em todo o período.

Na Figura 6.4 é apresentada a curva do *SOC* do banco de baterias para o mês de maior potencial (outubro de 2014), com a configuração de 01 aerogerador, 09 módulos FV e 12 baterias.

Figura 6.4 – SOC do banco de baterias em função dos recursos disponíveis para Outubro/14.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se que em nenhum momento o banco de baterias é submetido a um regime de descarga profunda.

Na Tabela 6.2 são apresentadas as configurações de menor custo, bem como o percentual de participação e o volume de água bombeada para o 2º cenário.

Tabela 6.2 – Resultados do 2º cenário.

<i>Mês</i>	$\alpha_{\%}$	<i>Configuração</i>				<i>CE</i> (R\$/kWh)	<i>Volume</i> (m³)
		N_{ag}	N_{FV}	N_{aut}	N_{bat}		
Set/14	FV (100%)	0	8	2,0	4,0	1,90	368,64
Out/14	FV (100%)	0	7	2,0	4,0	1,81	380,93
Nov/14	FV (100%)	0	9	4,0	8,0	2,72	368,64
Dez/14	FV (100%)	0	9	4,0	8,0	2,72	380,93
Jan/15	FV (100%)	0	9	4,0	8,0	2,72	380,93
Fev/15	FV (100%)	0	11	8,8	18,0	4,95	344,06
Mar/15	FV (100%)	0	10	8,8	18,0	4,84	380,93
Média	FV (100%)	0	9	4,0	8,0	2,72	368,64

Ao reduzir o período de operação do sistema de bombeamento de água, observou-se que a configuração de geração individual FV apresenta o menor custo para todos os meses analisados. Para o 2º cenário a configuração a ser adotada é a geração individual FV com o arranjo de 11 módulos FV de 87 Wp e banco de baterias com 18 unidades de 150 Ah.

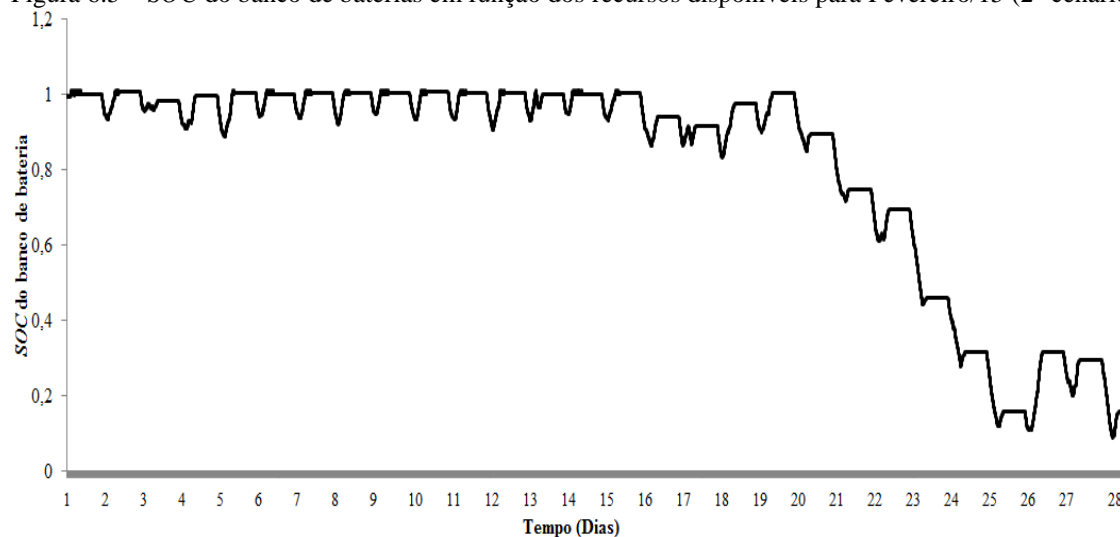
Em relação ao *CE* (R\$/kWh), vale ressaltar que é inversamente proporcional ao consumo da carga, ou seja, menor o consumo, maior o *CE*, observado em relação aos resultados apresentados na análise do 2º cenário. Embora tenha ocorrido redução nos custos de aquisição e reposição (em virtude da diminuição das quantidades das unidades de conversão e das unidades de armazenamento), esta redução não foi o suficiente para compensar o decréscimo do consumo.

Outro fator a ser observado para o 2º cenário é em relação à quantidade de módulos FV e de baterias. Em Outubro/14 a configuração é de 07 módulos FV de 87 Wp e banco de baterias com 04 unidades de 150 Ah, enquanto para Fevereiro/15 é de 11 módulos de 87 Wp e banco de baterias de 18 unidades de 150 Ah, representando um aumento de 57% em relação aos módulos FV e de 350% para o banco de baterias. Embora tenha ocorrido

aumento na quantidade de módulos o fator preponderante para elevação dos custos é o sistema de armazenamento.

Na Figura 6.5 é apresentada a curva do *SOC* do banco de baterias para o mês de Fevereiro/15 em função da configuração (11 módulos FV e banco de baterias de 18 unidades).

Figura 6.5 – *SOC* do banco de baterias em função dos recursos disponíveis para Fevereiro/15 (2º cenário).

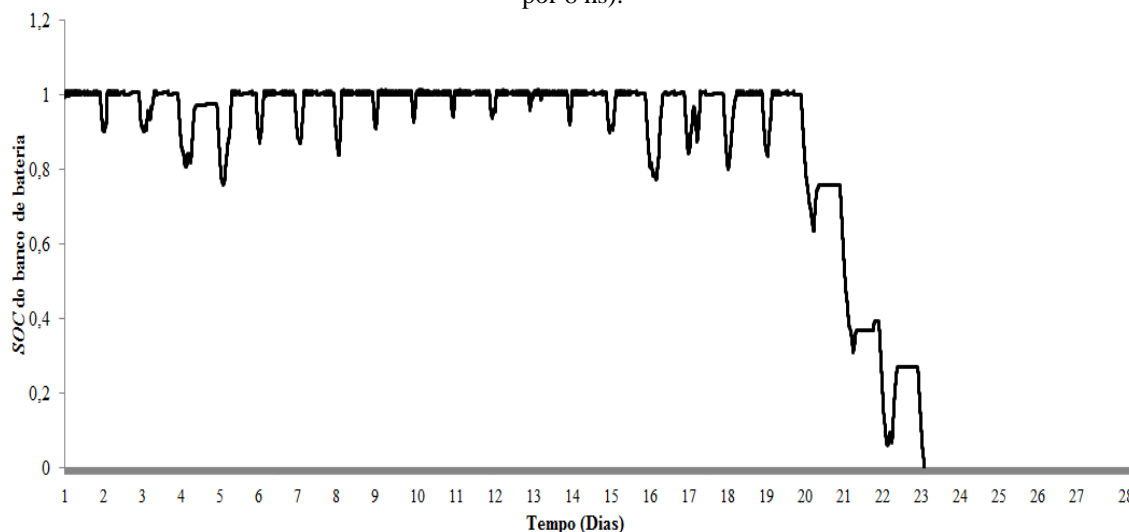


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Verifica-se que o banco de baterias é submetido ao regime de descarga, entre os dias 20/2 e 28/02.

Ao aplicar a configuração do sistema híbrido dimensionado no 1º cenário aos potenciais eólico e solar do mês de Fevereiro/14 para as condições do 2º cenário, observou-se que a configuração apresenta um déficit de geração de aproximadamente de 05 dias, conforme Figura 6.6.

Figura 6.6 – *SOC* em função da configuração do 1º cenário de Outubro/14 (Sistema de bombeamento operando por 8 hs).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se que o *SOC* decresce a partir do dia 20/02 até alcançar o estado de carga mínimo no dia 23/02.

6.2 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma proposta de dimensionamento de sistema híbrido de geração de energia elétrica em função do menor custo. O dimensionamento foi realizado em função dos recursos disponíveis (eólico e solar), dos índices percentuais de participação de cada fonte (variação de 5%), do consumo da carga e do banco de baterias e do mês analisado (setembro/14 a março/15).

A análise foi realizada para dois cenários, sendo que no 1º cenário o sistema híbrido tem como finalidade assegurar o fornecimento para a carga por 24 horas ininterruptas, enquanto no 2º cenário o sistema híbrido fornece eletricidade para a carga por 08 horas no período diurno.

Em função destes parâmetros o dimensionamento para o 1º cenário apontou que somente para os recursos disponíveis de outubro o sistema híbrido foi a configuração de menor custo. Para todos os demais meses a geração individual foi a de menor custo. Para o dimensionamento em função do 2º cenário todas as configurações de menor custo foram a geração individual.

Contudo vale ressaltar que a configuração de menor custo foi à híbrida (55% eólica e 45% FV) com o custo de 1,52 R\$/kWh.

7. CONCLUSÃO

Relativo às instalações foram executadas em etapas, sendo a etapa inicial referente à instalação da unidade de conversão eólica, do banco de baterias e do sistema de condicionamento de potência. A segunda etapa foi à montagem do sistema hidráulico. A terceira etapa foi relativo à instalação do arranjo FV concluindo assim o sistema de geração híbrida eólica-solar. Em sequência a quarta etapa, referente à instalação e parametrização dos sensores do sistema de aquisição.

Em virtude da integração dos dados permitiram uma rica análise do desempenho técnico-financeiro do sistema híbrido. A análise também contou com uma comparação do sistema híbrido em relação à geração individual eólica e fotovoltaica.

7.1 Considerações Finais

A configuração de sistema híbrido mais aplicado a nível mundial é a D – E. No Brasil, mantêm-se a tendência de mesclar fontes renováveis e não renováveis, porém as configurações mais encontradas são: D – E – FV; D – E; e D – FV. Em relação ao sistema de armazenamento, o mais aplicado é a bateria de chumbo-ácido, em virtude da simplicidade de instalação e o menor custo de investimento. Quanto à potência, verifica-se a maior concentração entre as faixas de 1 kW até 100 kW (pequeno porte).

A maioria dos estudos encontrados para sistemas híbridos são aplicações para geração isolada visando o atendimento de vilas (comunidades isoladas); apenas uma pequena parte é aplicada em sistemas de irrigação e/ou bombeamento de água.

Em virtude desta motivação, foi instalado no presente projeto um sistema híbrido de geração de energia elétrica baseado em fontes de energia renováveis (E – FV), com banco de baterias, aplicado em um sistema de bombeamento de água no Campus do Pici, Fortaleza. Paralelo à planta, foi implantado um sistema de supervisor que monitorou e registrou os dados elétricos e não elétricos da planta e dos recursos renováveis (velocidade do vento e irradiância).

Na análise do potencial disponível para o local, verificou-se que o recurso solar apresentou menor desvio padrão que foi de 0,78 enquanto o desvio padrão para o eólico foi de 0,86 para o local no período considerado. Os meses com menores recursos disponíveis foram Fevereiro e Março/15. Fevereiro/15 registrou o menor fator de capacidade FV (14,96%) e Março o menor fator de capacidade E (5,36%). O recurso eólico para os meses de Fevereiro e Março/15 registram velocidade média do vento inferior à velocidade de partida do aerogerador: 2,64 e 1,85 m/s, respectivamente.

Os últimos 04 meses do segundo semestre de 2014 apresentaram valores de velocidade média do vento e irradiação superiores aos registrados no 1º semestre de 2015, tendo o mês de Outubro/14 o maior potencial tanto eólico quanto solar (velocidade média mensal de 4,58 m/s e irradiação média diária de 6,9 kWh/m²), consequentemente apresentando os maiores fatores de capacidade, para o E de 23,13% e para FV de 23,24%.

Apesar de o arranjo FV ter, uma participação percentual de potência instalada de 25,82% em relação à potência total, a sua participação percentual de geração para o período apresentado foi de 32,78%.

A partir da série de velocidade do vento, representada pelo dia característico para o primeiro trimestre/15, percebe-se que a velocidade média horária registrada a partir das 18 h até 7 h é menor ou igual à velocidade de partida do aerogerador, registrando entre as 8 h até 17 h os maiores valores de velocidade do vento (3 a 5 m/s). Fato similar ocorre também para o dia característico do quarto trimestre/14, porém com registros de maiores intensidades de velocidade do vento.

Em virtude desta característica do potencial eólico do local, verifica-se que as fontes eólica e solar não são complementares tanto ao longo dos meses do ano como das horas do dia, pois o período de máxima disponibilidade para o recurso eólico também coincide com a máxima disponibilidade do recurso solar, ou seja, temos coincidência de disponibilidade de recursos. Contudo, a combinação do potencial de ambas as unidades de conversão (E – FV) demonstram ser fundamentais para minimizar as características estocásticas ou intermitentes das duas fontes.

A combinação das duas fontes minimizou o tempo de operação do banco de bateria, pois, na configuração híbrida do dia 11/02/15 o banco de bateria operou por 29,36% do período compensando o déficit, ou seja, em 70,64% o sistema híbrido assegurou o consumo e o excedente foi armazenado. Enquanto na configuração de geração individual que ocorreram nos dias 17/11/14 (solar) e 31/01/15 (eólica) o banco de bateria operou compensando o déficit por 100% e 84% respectivamente, no período de funcionamento da carga.

Outro ponto em relação ao emprego da configuração híbrida (E – FV) ou a geração isolada/individual (aerogerador ou arranjo FV) foi o comportamento apresentado pelo sistema de bombeamento de água, ou seja, sem alterações na vazão monitorada, mantendo quase constante em todos os períodos analisados. O banco de baterias atuou na compensação do déficit suprindo assim a demanda solicitada pela carga.

Em relação aos indicadores, verifica-se que os percentuais de participação de geração o arranjo FV foi muito próximo ou até mesmo superior aos do sistema eólico. Nos dois dias apresentados (24/11/14 e 19/12/14) para o sistema híbrido, a participação do arranjo FV foi de 49,15% e 77,40% enquanto para o sistema eólico foi de 50,85% e 22,60% respectivamente.

Os indicadores que analisaram o desempenho das unidades de conversão indicam que estas unidades apresentaram resultados inferiores ao estimados, à eficiência medida da unidade de conversão eólica registrou valor de até 60% inferior em relação ao estimado, para o FV o valor foi da ordem de 10%.

O custo da energia (CE) do sistema híbrido instalado (01 aerogerador 1 kW, 04 módulos FV e banco de baterias com 04 unidades de 150 Ah) foi de 0,86 R\$/kWh. A análise financeira apontou que o retorno não ocorre no período de vida útil do projeto (20 anos). Verifica-se assim a necessidade de aplicação de subsídios para que ocorra equilíbrio financeiro. No presente estudo, o subsídio aplicado para o equilíbrio financeiro ao final da vida útil do projeto foi de 22%.

Fica evidenciado que o sistema híbrido instalado terá de operar em função de uma estratégia de operação que tenha como objetivo, por exemplo, operar por tempo máximo sem que submeta o banco de bateria a um regime de descarga profunda.

Embora o sistema híbrido instalado não tenha a configuração ideal para operar em todos os períodos analisados, a combinação das duas fontes foi fundamental para mitigar a operação do banco de baterias, indicando assim que a complementariedade pode ocorrer na simultaneidade de disponibilidade de recursos.

Por fim, foi apresentado um dimensionamento para sistema híbrido de geração de energia elétrica por fontes renováveis (E – FV) com sistema de armazenamento, em função do menor custo, do potencial disponível, do percentual de participação de cada fonte, das especificações técnicas das unidades de conversão utilizadas, dos custos de investimento e reposição, da carga a ser atendida (sistema moto-bomba), do funcionamento ininterrupto para 24 hs e 08 hs e do *SOC*.

O dimensionamento foi realizado para o período de set/14 a mar/15. A configuração de menor valor foi a híbrida para o mês de Outubro (01 aerogerador de 1 kW e 09 módulos FV de 87 Wp e banco de baterias com 12 unidades de 150 Ah) a um custo de 1,52 R\$/kWh. A configuração que atende a todos os requisitos foi a geração individual FV, com um arranjo de 11 módulos FV de 87 Wp e um banco de baterias com 33 unidades de 150 Ah a um custo de 3,42 R\$/kWh. Para atender o cenário de 08 hs, a configuração também foi

um arranjo FV, com 9 módulos FV de 87 Wp e um banco de bateria com 18 unidades de 150 Ah a um custo de 4,95 R\$/kWh.

Conclui-se que a configuração híbrida para o local utilizado não se ajusta em virtude do elevado potencial solar disponível e da baixa disponibilidade do recurso eólico no 1º trimestre do ano. Desta forma, o estudo prévio de caracterização do potencial renovável é fundamental para subsidiar o dimensionamento. Porém, vale ressaltar que o dimensionamento ótimo é mais amplo e não apenas no ambiente técnico-financeiro, devendo se basear em outras variáveis, tais como estratégias de operação, sustentabilidade ambiental, aplicação de técnicas de armazenamento e uso racional da água (por exemplo: coleta de água em período de chuva, períodos estes de menores disponibilidades de recursos; manejos adequados e outros).

O dimensionamento ótimo vai além dos parâmetros técnicos de uma determinada área, abrangendo também um conjunto de fatores que possam indicar o melhor desempenho e menor custo.

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

- a) Estudo de operação integrada com mais de duas fontes renováveis (sistema híbrido E – FV e Biomassa), visando assim suprir ou minimizar o banco de baterias;
- b) Aumento da capacidade instalada do arranjo FV;
- c) Estudo de viabilidade técnica financeira de sistema híbrido eólico – fotovoltaico sem sistema de banco de baterias;
- d) Uso de técnicas de inteligência computacional, tais como Algoritmos Genéticos, Otimização por Nuvem de Partículas, Redes Neurais Artificiais, visando a obtenção de um dimensionamento ótimo de sistema híbrido com uma análise técnica-financeira; e
- e) Aplicação do sistema híbrido conectado à rede, visando retirar o sistema de banco de baterias e consequentemente verificar a análise técnica financeira.

Artigo publicado em conferência

ARRUDA, M. F.D.; CARVALHO; P. C. M.; ALBIERO, D. J., CANAFISTULA, F. J. F.; TEIXEIRA, A. S.; Solar and Wind powered Stand Alone Water Pumping System. International Conference on Renewable Energies and Power Quality – ICREPQ, La Coruña, 2015.

Artigo publicado em periódico

ARRUDA, M. F. D.; CARVALHO, P. C. M. ; ALBIERO, Daniel; CANAFISTULA, F. J. F.; TEIXEIRA, A. S.; Solar and Wind powered Stand Alone Water Pumping System. Renewable Energy & Power Quality Journal (RE&PQJ), v. 13, p. 253-259, 2015.

8. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: 2008. <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em 15 de Outubro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: **Condições de fornecimento de energia elétrica por meio de microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica – MIGDI ou sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente – SIGFI**, 2014.

AGROTAMA: www.agrotama.com.br. acessado em 25 de Outubro de 2014.

ALMADA, J. B. **Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis**. Dissertação de Mestrado Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2013.

AKYUZ, E.; OKTAY Z.; DINCER, I. **Energetic, environmental and economic aspects of a hybrid renewable energy system: a case study**. International Journal of Low-Carbon Technologies, 6, 44–54, 2011.

ARRIBAS, L.; CANO, L.; CRUZ, I.; MATA, M.; LLOBET, E. **PV– wind hybrid system performance: A new approach and a case study**. Renewable Energy, 35, 128–137, 2010.

ASC 712: www.allegromicro.com/en/Products/Current-Sensor-ICs/Zero-To-Fifty-Amp-Integrated-Conductor-Sensor-ICs/ACS712.aspx. Acessado em 18 de Agosto de 2014.

BARBOSA, C. F. de O. **Avaliação tecnológica operacional e de região de sistemas híbridos para geração de eletricidade na região amazônica**. Dissertação de Mestrado – Universidade federal do Pará, Belém, 2011.

BEKELE, G.; TADESSE, G. **Feasibility study of small Hydro/ PV/ Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia**. Applied Energy, 97, 5–15, 2012.

BLASQUES, L. C. M. **Otimização de Sistemas Híbridos para Eletrificação de Mini – redes com fontes renováveis: aspecto de projeto, operação e gestão**. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2014.

BORGES NETO, M. R.; CARVALHO, P. C. M. **Introdução à geração de energia elétrica**. IF Sertão Pernambucano, Petrolina, 2011.

BORGES NETO, M. R.; CARVALHO, P. C. M.; CARIOCA, J. O. B.; CANAFÍSTULA, F. J. **F. Biogas/ photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural áreas**. Energy Policy, 38, 4497–4506, 2010.

BRASIL WIND SERVICE: www.brasilwindservice.com.br. Acessado em 12 de Fevereiro de 2014.

CAMPBELLSCI: www.campbellsci.com/cr10x. Acessado em 09 de Março de 2014.

CARNEIRO, T. C. **Caracterização de potencial eólico para fins de geração eolioelétrica: estudo de caso para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) e Petrolina (PE)**. Dissertação de Mestrado Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2014.

CARROQUINO, J.; DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, L. **Sizing of Off – Grid Renewable Energy Systems For Drip Irrigation in Mediterranean Crops**. Renewable Energy, 76, 566-574, 2015.

CARVALHO, P. C. M. **Geração Eólica**, Imprensa Universitária, 146, Fortaleza, 2003.

CAVALCANTE, R. L.; JÚNIOR, W. B.; MAIA, K. C.; GALHARDO, M.; PINHO, J. T.; MACEDO, W. N.; MODESTO, J. F.; PENHA, J. A.; GOMES, C. **Implementação de um Sistema de Monitoração em um Sistema Híbrido Solar-Eólico Instalado no Flutuante Base do Instituto De Desenvolvimento Sustentável Mamirauá**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

CRESESB; **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CEPEL, 2014.

CRESESB. **ENERGIA SOLAR PRINCÍPIOS E APLICAÇÕES**: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acessado em 12 de Fevereiro de 2014.

DAUD, A. K.; ISMAIL, M. S. **Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions**. Renewable Energy, 44, 215-224, 2012.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA – EMBRAPA. **A Embrapa no Ano Internacional da Agricultura Familiar**. Disponível em: www.embrapa.br/2014-ano-internacional-da-agricultura-familiar. Acessado em 12 de Novembro de 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE: **Balço Energético Nacional – Ano base 2014**. Rio de Janeiro, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE: **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados – Instruções para Elaboração e Apresentação de Projetos Alternativos**. Acessado em: 25 de Fevereiro de 2014.

FILHO, J. C. F. A.; SOUZA, C. P.; GONÇALVES, D. A.; CURY, M. V. Q. **Finanças Corporativas**. 7ª ed., Rio de Janeiro, Editora FGV, 2006.

FLUKE: www.fluke.com/fluke/brpt/home/default. Acessado em 17 de Outubro de 2014.

FORTLEV: <http://www.fortlev.com.br>. Acessado em 06 de Março de 2015.

GOPAL, C.; MOHANRAJ, M.; CHANDRAMOHAN, P.; CHANDRASEKA, P. **Renewable energy source water pumping systems**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 351-370, 2013.

GUASCOR: www.guascor.com.br. Acessado em 07 de Abril de 2015.

HART, D. W. **Power Electronics**. 477p. New York–NY, McGraw-Hill Inc., 2011.

HAUSCHILD, LUCIANO. **Avaliação de Estratégia de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico, Eólico e Diesel, 2006**. Dissertação de Mestrado (Economia e Administração) Universidade de São Paulo, 2006.

HONGXING, Y.; WEI, Z.; CHENGZHI, L. **Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system**. *Applied Energy*, 86, 163–169, 2009.

HONGXING, Y.; WEI, Z.; LIN LU; ZHAOHONG FANG, **Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm**. *Solar Energy*, 82, 354–367, 2008.

HUANG, Q.; YEQIANG SHI; YIPING, W.; LINPING LU; YONG C. **Multi – turbine wind – solar hybrid system**. *Renewable Energy*, 76, 401-407, 2015.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE: **Censo 2010: Características da População e dos domicílios. Rio de Janeiro 2011**. http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/caracteristicas_da_populacao/default_caracteristicas_da_populacao. Acessado em 03 de Novembro de 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA): <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/>. Acessado em 16 de Outubro de 2014.

JING LI; WEI WEI; JI XIANG, **A Simple Sizing Algorithm for Stand-Alone PV/Wind/Battery Hybrid Microgrids**. *Journal Energies*, 5, 5307-5323, 2012.

KAABECHE, A.; BELHAMEL, M.; IBTIOUEN, R. **Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system.** Energy, 39, 1214 – 1222, 2010.

KALDELLIS, J.K.; ZAFIRAKIS, D.; KAVADIAS, K. **Minimum cost solution of wind-photovoltaic based stand-alone power systems for remote consumers.** Energy Policy, 42, 105–117, 2012.

KALDELLIS, J.K.; VLACHOS, G.T. **Optimum sizing of an autonomous wind-diesel hybrid system for various representative wind-potential cases.** Applied Energy, 83, 113-132, 2006.

KAMEL, S.; DAHL, C. **The economics of hybrid power systems for sustainable desert agriculture in Egypt.** Energy, 30, 1271–1281, 2005

KYOCERA: <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5177.pdf>. Acessado em 06 de Agosto de 2014.

KYOCERA: **Força Aérea Brasileira adota a energia solar em base na Amazônia.** <http://www.kyocerasolar.com.br>. Acessado em 15 de Abril de 2015.

JUN LEE, K.; DONGSUL SHIN; DONG-WOOK YOO; HAN-KYU CHOI; HEE-JE KIM, **Hybrid photovoltaic/diesel green ship operating in standalone and grid-connected mode – Experimental investigation.** Energy, 49, 475-483, 2013.

LAMBERT, D. W. H. **Staying in Charge: batteries for small PV and solar home systems.** Renewable Energy World, 66 – 73, 2001

LOPES, L. C. N. **Avaliação de sistema eolioelétrica de bombeamento de água.** Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2011.

LUZ PARA TODOS - LPT: Um marco histórico 10 milhões de brasileiros saíram da escuridão: www.luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Livro_LPT_portugues.pdf. Acessado 03 de Março de 2015.

MALEKI, A.; AMERI, M.; KEYNIA, F. **Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of a PV – wind – battery hybrid system.** Renewable Energy, 80, 552-563, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME: PROGRAMA LPT PROJETOS ESPECIAIS. http://www.iee.usp.br/lsf/sites/default/files/Apresentacao_Paulo_Cerqueira. Acessado em 15 de Abril de 2015.

MOURA: www.moura.com.br. Acessado em 16 de Outubro de 2014.

NAYAR, C.V.; PHILLIPS S. J.; JAMES, W. L.; PRYOR, T. L.; REMMER, D.; **Wind Diesel Battery Hybrid Energy System**. Solar Energy, 51, 65–78, 1993

NIVETEC: **Sensor de vazão** - www.nivetec.com.br/docs/catalogo/catalogo_2537.pdf. Acessado em 15 de Abril de 2014.

NOGUEIRA, C. E. C.; VIDOTTO, M. L.; NIEDZIALKOSKI, R. K.; SOUZA S. N. M.; CHAVES, L. I.; EDWIGES, T.; SANTOS, D. B.; WERNCKE I. **Sizing and simulation of a photovoltaic-wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 29, 151–157, 2014.

ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS: **FATOS SOBRE ÁGUA E SANEAMENTO**. <http://www.onu.org.br/rio20/temas-agua/>. Acessado 15 de Outubro de 2014.

PALMER, R. V. **Estudo Da Sulfatação Durante a Formação de Placas Positivas Empastadas de Bateria de Chumbo-Ácido**. Dissertação de Mestrado Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica, Curitiba, 2008.

PEREIRA, E. J. S. **Análise de Risco de Geração de Eletricidade com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede usando o Método de Monte Carlo**. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2015.

PINHO, J.T., BARBOSA, C.F.O., PEREIRA, E.J.S., SOUZA, H.M.S., BLASQUES, L.C.M., GALHARDO, M.A.B. MACÊDO, W.N., **Sistemas Híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ª Edição, Brasília, Ministério de Minas e Energia 2008.

PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO – PAC: Energia muda a vida da Ilha das Araras (PA). <http://www.pac.gov.br>. Acessado em 17 de Outubro de 2014.

RAMLI, M. A. M.; HIENDRO, A.; TWAHA, S. **Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage**. Renewable Energy, 78, 398-405, 2015.

REHMAN, S.; MAHBUB ALAM; MD.; MEYER, J.P.; AL-HADHRAMI LUAI, M. **Feasibility study of a wind–pv–diesel hybrid power system for a village**. Renewable Energy, 38, 258–268, 2012.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulaton and Control**. 1.ed. Londres: Springer, 2012.

ROSA, V. H. S. **Energia Elétrica Renovável em Pequenas Comunidades no Brasil: em Busca de um Modelo Sustentável**. Tese de doutorado, Centro de Desenvolvimento Sustentável, Universidade de Brasília, 2007.

SANTOS, H. A. **Projeto de conversor cc-ca monofásico controlado para interligação de barramentos cc e ca de uma microrrede**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2014.

SILVA, J. DE O. **Controlador de Carga Micro - controlado para Redes em Malhas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Telecomunicações) Universidade Federal de Fluminense, 2011.

SILVA, S. B.; SEVERINO, M. M.; OLIVEIRA, M. A. G. **Economic evaluation and optimization of a photovoltaic–fuel cell–batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon**. *Energy Policy*, 38, 6713–6723, 2010.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. **Review of software tools or hybrid renewable energy systems**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 192-205, 2014.

SKRETAS, S. B.; PAPADOPOULOS, D. P. **Systematic procedure for efficient design of electric water pumping systems fed by PV or/and WECS: Application using measured meteorological data for the city of Xanthi/Thrace, Greece**. *Energy Conversion and Management*, 49, 596–607, 2008.

SOLAR ELECTRIC: www.solar-electric.com/deep-cycle-battery-faq.html. Acessado em 06 de Abril de 2014.

TAO MA; HONGXING Y.; LIN LU. **A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island**; *Applied Energy*, 121, 149–158, 2014.

TZEN, E.; MORRIS, R. **Renewable energy sources for desalination**; *Solar Energy*; 75, 375–379, 2003.

F., KININGER. **Photovoltaic Systems Technology** - UNIVERSITÄT KASSEL, 2003.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPÁ – UNIFAP: **Desenvolvimento de um sistema híbrido solar-eólico de bombeamento de água**. <http://www2.unifap.br/dpq/files/2015/03/Lista-Geral-de-Pesquisas-Cadastradas.pdf>. Acessado em 01 de Julho de 2015.

VELO, R.; OSORIO, L.; FERNÁNDEZ, M. D.; RODRÍGUEZ, M. R. **An economic analysis of a stand-alone and grid-connected cattle farm**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 883 – 890, 2014.

VICK, B. D.; NEAL, B. A. **Analysis of off-grid hybrid wind turbine/solar PV water pumping systems**. Solar Energy, 86, 1197–1207, 2012.

ZUKOWSKI, J. C. JR.; SANTOS, W. F.; LEAL, J. E. C. **Impacto Sobre a Renda Local a Partir da Implantação da Micro Usina Híbrida; Anais Eletrônicos - 1ª Jornada de Iniciação Científica e Extensão do IFTO, Tocantins, 116-122, 2010.**

9. ANEXO

O anexo apresenta a programação do *data logger* (comentado) e o registro fotográfico da instalação do aerogerador e do arranjo FV.

9.1 Programação do *Data logger*

A seguir é apresentado a programação do *data logger* CR-10X comentada.

Programação aplicada:

```
%-----
Inicialização e o período de coleta utilizado
%-----
-{CR10X}
  *Table 1 Program
  1: 1 Execution Interval (Seconds)
%-----
Função de execução de leitura e configuração do anemômetro.
%-----
  5: Pulse (P3)
  1: 1   Reps
  2: 1   Pulse Channel 1
  3: 21  Low Level AC, Output Hz
  4: 3   Loc [ Veloc_V  ]
  5: .765 Multiplier
  6: .35  Offset
%-----
Função de configuração para o canal analógico e parametrização coleta de dados do sensor de vazão
%-----
  9: Volt (SE) (P1)
  1: 1   Reps
  2: 25  2500 mV 60 Hz Rejection Range
  3: 1   SE Channel
  4: 4   Loc [ vaz   ]
  5: 1.748 Multiplier
  6: -868 Offset
%-----
Função de configuração para o canal analógico e parametrização coleta de dados do nível de tensão do banco de baterias
%-----
  11: Volt (SE) (P1)
  1: 1   Reps
  2: 25  2500 mV 60 Hz Rejection Range
  3: 03  SE Channel
  4: 9   Loc [ Bat_V  ]
  5: 0.03494 Multiplier
  6: 0.0  Offset
%-----
Função de configuração para o canal analógico e parametrização coleta de dados do nível de corrente do banco de baterias.
%-----
  12: Volt (SE) (P1)
  1: 1   Reps
  2: 25  2500 mV 60 Hz Rejection Range
```

```

3: 10    SE Channel
4: 10    Loc [ Bat_A  ]
5: 0.0200 Multiplier
6: -25   Offset

```

```

%-----
Função de configuração para o canal analógico e parametrização coleta de dados do nível de tensão do arranjo
fotovoltaico

```

```

13: Volt (SE) (P1)
1: 1    Reps
2: 25   2500 mV 60 Hz Rejection Range
3: 12   SE Channel
4: 12   Loc [ PV_V  ]
5: 0.03485 Multiplier
6: 0.0  Offset

```

```

%-----
Função de configuração para o canal analógico e parametrização coleta de dados do nível de corrente
disponibilizado pelo arranjo fotovoltaico.

```

```

14: Volt (SE) (P1)
1: 1    Reps
2: 25   2500 mV 60 Hz Rejection Range
3: 11   SE Channel
4: 11   Loc [ PV_A  ]
5: 0.02 Multiplier
6: -25.09 Offset
15: If time is (P92)
1: 0    Minutes (Seconds --) into a
2: 1    Interval (same units as above)
3: 10   Set Output Flag High (Flag 0)

```

```

%-----
Função realiza médias das medidas coletas (Média a cada 1 minuto);

```

```

19: Average (P71)
1: 1    Reps
2: 3    Loc [ Veloc_V  ]
20: Average (P71)
1: 1    Reps
2: 4    Loc [ vaz  ]
21: Average (P71)
1: 1    Reps
2: 10   Loc [ Bat_A  ]
22: Average (P71)
1: 1    Reps
2: 9    Loc [ Bat_V  ]
23: Average (P71)
1: 1    Reps
2: 11   Loc [ PV_A  ]
24: Average (P71)
1: 1    Reps
2: 12   Loc [ PV_V  ]

```

```

%-----
Função que estabelece os intervalos de coleta e armazenamento.

```

```

25: If time is (P92)
1: 1    Minutes (Seconds --) into a
2: 1440 Interval (same units as above)
3: 10   Set Output Flag High (Flag 0)
26: Set Active Storage Area (P80)
1: 1    Final Storage Area 1

```

```
2: 102   Array ID
27: Real Time (P77)
1: 1220   Year,Day,Hour/Minute (midnight = 2400)
End Program
```

9.2 Registros Fotográficos

Figura 9.1 – Fixação das pás.



Fonte: Próprio autor

Figura 9.2 – Conexão aos terminais do gerador.



Fonte: Próprio autor

Figura 9.3 – Terminais conectados



Fonte: Próprio autor

Figura 9.4 – Fixação do mastro na base.



Fonte: Próprio autor.

Figura 9.5 – Fixação do aerogerador e fixação dos estaios.



Fonte: Próprio autor

Figura 9.6 – Aerogerador instalado.



Fonte: Próprio autor.

Figura 9.7 – Potência disponibilizada pela unidade eólica – analisador de energia.



Fonte: Próprio autor.

Figura 9.8 – Conexão das unidades de conversão, banco de baterias e sensor ao sistema de condicionamento de potência.



Fonte: Próprio autor.

Figura 9.9 – Abertura de canalização e acomodação do cabo.



Fonte: Próprio autor.

Figura 9.10 – Fechamento da canalização.



Fonte: Próprio autor.