

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP**

**Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE  
(EP/FEA/IEE/IF)**

**PROCEDIMENTOS PARA A ELETRIFICAÇÃO RURAL  
FOTOVOLTAICA DOMICILIAR NO BRASIL: UMA  
CONTRIBUIÇÃO A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DE CAMPO**

**Rosana Rodrigues dos Santos**

**São Paulo  
2002**

Santos, Rosana Rodrigues dos

Procedimentos para a Eletrificação Rural Fotovoltaica Domiciliar no Brasil: um contribuição a partir de observações de campo. 221p.

Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

1. Eletrificação Rural Fotovoltaica
2. Atendimento de consumo domiciliar inferior a 30 kWh/mês
3. Integração sustentável da alternativa de atendimento no Brasil

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP**

**Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE  
(EP/FEA/IEE/IF)**

**Rosana Rodrigues dos Santos**

**PROCEDIMENTOS PARA A ELETRIFICAÇÃO RURAL  
FOTOVOLTAICA DOMICILIAR NO BRASIL: UMA  
CONTRIBUIÇÃO A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DE CAMPO**

**Tese apresentada ao Programa  
Internunidades de Pós-Graduação em  
Energia – (EP, FEA, IEE, IF) da  
Universidade de São Paulo para obtenção  
do título de Doutor em Energia.**

**Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles**

**São Paulo, Julho de 2002**

**PROCEDIMENTOS PARA A ELETRIFICAÇÃO RURAL  
FOTOVOLTAICA DOMICILIAR NO BRASIL: UMA  
CONTRIBUIÇÃO A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DE CAMPO**

**Rosana Rodrigues dos Santos**

**BANCA EXAMINADORA:**

**Titulares**

**Prof. Dr. Roberto Zilles**

Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP

**Prof. Dr. Fernando Selles Ribeiro**

Escola Politécnica - USP

**Prof. Dr. Osvaldo Soliano Pereira**

UNIFACS

**Dra. A. Sônia A. C. Diniz**

CEMIG

**Prof. Dr. João Tavares Pinho**

Universidade Federal do Pará

**Suplentes**

**Prof. Dr. Ildo Luís Sauer**

Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP

**Dr. Naum Fraidenreich**

Universidade Federal de Pernambuco

---

## **AGRADECIMENTOS**

---

Ao Prof. Dr. Roberto Zilles, meu orientador, pela oportunidade inestimável de aprendizado que me proporcionou. Pelas discussões pertinentes e pela sempre empolgante troca de idéias e experiências que tanto auxiliaram na construção deste trabalho. Pela tenacidade com que conduz a pesquisa sobre aplicações da energia solar fotovoltaica no Brasil. Pela paciência e também pela falta dela! Enfim, por todas as contribuições ao desenvolvimento do trabalho e à minha formação científica e profissional.

Aos meus amigos sul-africanos Yaw e Nthabiseng da Universidade de *Cape Town*, Douglas Banks da RAPS/NUON e o querido Jerome, que me abriram todos os caminhos em seu país, tanto os necessários à execução da pesquisa quanto os da amizade e do aconchego.

Ao pessoal da CEMIG - o Darlan de Araçuaí, a Sônia e o Chico de BH e tantos outros - pelo carinho e pela presteza com que me receberam.

Aos amigos Zé Roberto e David, lá de Alagoas, que me acolheram tão prontamente e ao Palmeira, que me conduziu através da paisagem linda e ríspida do sertão nordestino.

Aos colegas e companheiros de tantas jornadas, Federico, Cristina, Serginho, Estan e tantos outros. Valeu cada conversa, cada troca de idéias, cada desabafo! Enfim, valeu o apoio!!

Aos meus pais, pelo apoio incondicional e desinteressado que sempre me dedicaram. Pela compreensão com que relevaram meus momentos de rispidez e pelo carinho com que me ajudaram a clarear meus pensamentos e meus rumos. Pelo exemplo de vida alegre, solidário e honesto que sempre me passaram. Pelo amor com que me ajudaram a trilhar meu mundo.

Ao meu amor, Fábio, companheiro de vida, de aventuras, de alegrias e de dificuldades, por tudo o que você significa para mim, pelo carinho, pela compreensão, pelo apoio e pela harmonia que encontramos juntos.

Enfim, a todos os meus amigos que sempre me deram força para continuar, que entendem e participam de meus sonhos, que, neste mundo afora, compartilharam comigo a beleza de um crepúsculo alaranjado ou o cheiro gostoso da chuva. A todos meus amigos que riem e choram comigo e que me fazem ver que vale ainda a pena acreditar nos homens (e mulheres)!

*Este trabalho contou com apoio financeiro da  
Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - FAPESP*

<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>i</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>iv</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>vi</b>
<b>LISTA DE SIGLAS</b> .....	<b>viii</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>x</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xi</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2. ANÁLISE DE EXPERIÊNCIAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTVOLTAICOS DOMICILIARES A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DE CAMPO</b> .....	<b>9</b>
2.1. INTRODUÇÃO .....	9
2.2. ESTRATÉGIA DE ANÁLISE DOS TRABALHOS DE CAMPO.....	12
2.3. ÁFRICA DO SUL.....	14
2.3.1. <i>Antecedentes e Contexto do Programa Sul-africano de ERFD</i> .....	15
2.3.2. <i>Antecedentes e Contexto da Iniciativa Shell-Eskom</i> .....	22
2.3.3. <i>Processo de introdução da ERFD</i> .....	25
2.3.4. <i>Adequação da solução tecnológica</i> .....	26
2.3.5. <i>Modelo de gestão e operação</i> .....	35
2.3.6. <i>Funcionamento financeiro e nível de subsídio</i> .....	38
2.3.7. <i>Adequação do valor da despesa com o SFD</i> .....	40
2.4. CEMIG.....	41
2.4.1. <i>Antecedentes e Contexto</i> .....	42
2.4.2. <i>Processo de introdução da ERFD</i> .....	48
2.4.3. <i>Adequação da solução tecnológica</i> .....	52
2.4.4. <i>Modelo de gestão e operação</i> .....	56
2.4.5. <i>Funcionamento financeiro e nível de subsídio</i> .....	58
2.4.6. <i>Adequação do valor da despesa com o SFD</i> .....	62
2.5. COPEL.....	63
2.5.1. <i>Antecedentes e Contexto</i> .....	63
2.5.2. <i>Adequação da solução tecnológica</i> .....	64
2.5.3. <i>Modelo de gestão e operação</i> .....	68
2.5.4. <i>Funcionamento financeiro e nível de subsídio</i> .....	70

2.6.	PROGRAMA “LUZ DO SOL”, ALAGOAS.....	74
2.6.1.	<i>Antecedentes e Contexto</i> .....	76
2.6.2.	<i>Processo de introdução da ERFD</i> .....	79
2.6.3.	<i>Adequação da solução tecnológica</i> .....	81
2.6.4.	<i>Modelo de gestão e operação</i> .....	86
2.6.5.	<i>Funcionamento financeiro e nível de subsídio</i> .....	90
2.6.6.	<i>Adequação do valor da despesa com o SFD</i> .....	92
2.7.	ECOWATT (EX CESP ATUAL ELEKTRO), VALE DO RIBEIRA .....	92
2.7.1.	<i>Antecedentes e Contexto</i> .....	93
2.7.2.	<i>Processo de introdução da ERFD</i> .....	94
2.7.3.	<i>Adequação da solução tecnológica</i> .....	95
2.7.4.	<i>Modelo de gestão e operação</i> .....	97
2.7.5.	<i>Funcionamento financeiro e nível de subsídio</i> .....	98
2.7.6.	<i>Adequação do valor da despesa com o SFD</i> .....	99
<b>3.</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DE UM ATENDIMENTO COM SFD: CONSUMO TÍPICO E DESENHO DO SISTEMA.....</b>	<b>100</b>
3.1.	INTRODUÇÃO .....	100
3.2.	ANÁLISE DO CONSUMO MENSAL DE ENERGIA ELÉTRICA .....	101
3.2.1.	<i>Estimativa através de questionário</i> .....	102
3.2.2.	<i>Medida Direta do Consumo</i> .....	105
3.2.3.	<i>Informação da concessionária</i> .....	107
3.2.4.	<i>Discussão dos resultados de consumo</i> .....	109
3.3.	DIMENSIONAMENTO DOS SFDS CONFORME NÍVEL DE CONSUMO MENSAL E DISPONIBILIDADE DE RECURSO SOLAR.....	111
<b>4.</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES A PROGRAMAS DE ERFD.....</b>	<b>113</b>
4.1.	INTRODUÇÃO .....	113
4.2.	CONFIGURAÇÕES PROPOSTAS PARA OS SFDS.....	115
4.2.1.	<i>Condicionantes</i> .....	115
4.2.2.	<i>Tradicional</i> .....	120
4.2.3.	<i>Flexibilizada</i> .....	121
4.2.4.	<i>Considerações sobre as configurações</i> .....	121
4.2.5.	<i>Resumo das configurações segundo nível de serviço</i> .....	122
4.3.	COMPONENTES.....	124
4.3.1.	<i>Módulo Fotovoltaico</i> .....	125
4.3.2.	<i>Luminária</i> .....	127
4.3.3.	<i>Bateria</i> .....	130
4.3.4.	<i>Controlador de carga e descarga</i> .....	134
4.3.5.	<i>Conversor CC/CA</i> .....	136



4.3.6. Instalação elétrica.....	138
<b>5. ASPECTOS DA GESTÃO E OPERAÇÃO DE UM PROGRAMA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL FOTOVOLTAICA DOMICILIAR.....</b>	<b>143</b>
5.1. INTRODUÇÃO .....	143
5.2. REQUISITOS DO ARRANJO INSTITUCIONAL .....	145
5.3. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	152
5.3.1. Gestão dos componentes de vida útil inferior a 4 anos.....	154
5.3.2. Gestão dos componentes de longa vida útil .....	156
<b>6. ANÁLISE DO CUSTO DA ERFD E DA REDE ELÉTRICA E PROPOSTA DE UMA “TARIFA FOTOVOLTAICA”.....</b>	<b>157</b>
6.1. INTRODUÇÃO .....	157
6.2. CUSTO DE INVESTIMENTO E DO CICLO DE VIDA DE UM SFD.....	160
6.3. CUSTO DO CICLO DE VIDA DE UMA LIGAÇÃO DE BAIXO CONSUMO À REDE E ESTIMATIVA DO NÍVEL DE SUBSÍDIO POR CONSUMIDOR .....	169
6.4. CRITÉRIO DE DECISÃO ENTRE AS ALTERNATIVAS REDE E FOTOVOLTAICA DE ATENDIMENTO E PROPOSTA DE UMA “TARIFA FOTOVOLTAICA” .....	175
6.4.1. Critério de decisão.....	175
6.4.2. Tarifa Fotovoltaica.....	179
6.4.3. Subsídio evitado devido à inclusão da opção ERFD de atendimento.....	182
6.5. EXEMPLO DE APLICAÇÃO .....	183
<b>7. PROCEDIMENTOS PARA A ERFD NO BRASIL.....</b>	<b>185</b>
<b>8. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES .....</b>	<b>193</b>
<b>ANEXO A “ARTIGOS DA LEI 10.438 PERTINENTES À UNIVERSALIZAÇÃO DO ATENDIMENTO”.....</b>	<b>199</b>
<b>ANEXO B “INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO CAPÍTULO 6”.....</b>	<b>203</b>
<b>BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....</b>	<b>212</b>
<b>APÊNDICE “PUBLICAÇÕES GERADAS PELO TRABALHO DE TESE” .....</b>	<b>221</b>

---

## LISTA DE FIGURAS

---

<b>FIGURA 2.1:</b>	A ÁFRICA DO SUL E SUAS NOVE PROVÍNCIAS.....	19
<b>FIGURA 2.2:</b>	PROVÍNCIAS SUL AFRICANAS E RESPECTIVAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DO SERVIÇO DE ELETRIFICAÇÃO FORA DA REDE.....	21
<b>FIGURA 2.3:</b>	ÁREA DE CONCESSÃO DA SHELL-ESKOM, ESCRITÓRIOS REGIONAIS E SEDE (MOUNT FRERE, TABANKULU, MOUNT AYLIF, FLAGSTAFF E PORT SHEPSTONE) E A CIDADE DE DURBAN.....	22
<b>FIGURA 2.4:</b>	PAISAGENS TÍPICAS DA PROVÍNCIA DE EASTERN CAPE.....	23
<b>FIGURA 2.5:</b>	RESIDÊNCIA TÍPICA DE UMA FAMÍLIA RURAL SUL-AFRICANA - <i>HOMESTEAD</i> .....	24
<b>FIGURA 2.6:</b>	POWERHOUSE™: MÓDULO FOTOVOLTAICO E UNIDADES DE CONTROLE EM ESTOQUE.....	26
<b>FIGURA 2.7:</b>	BATERIA SEM BORNES COM SMARTSWITCH™ EMBUTIDO E DISPOSITIVOS DE CONTROLE DO SMARTSWITCH™.....	27
<b>FIGURA 2.8:</b>	INSTRUMENTO DECODIFICADOR OU " <i>THE DEVICE</i> ".....	28
<b>FIGURA 2.9:</b>	UNIDADE DE CONTROLE, DISPOSITIVO DE PRÉ-PAGAMENTO E CARTÃO MAGNÉTICO.....	29
<b>FIGURA 2.10:</b>	INSTRUMENTOS DE CONTROLE DE FLUXO DE CAIXA UTILIZADOS PELAS <i>SPAZA SHOPS</i> : LIVRO DE RECIBO E LISTA DOS INSCRITOS COM ARQUIVO NOMINAL DOS CARTÕES MAGNÉTICOS.....	31
<b>FIGURA 2.11:</b>	DEPÓSITO DE BATERIAS NA SEDE DA JV.....	32
<b>FIGURA 2.12:</b>	IMPROVISAÇÕES ("GAMBIARRAS") PARA CONTORNAR A INFLEXIBILIDADE DOS PONTOS DE USO ....	33
<b>FIGURA 2.13:</b>	FIANÇA PADRÃO DO POWERHOUSE É COMPRIDA E NÃO FOI ADAPTADA À INSTALAÇÃO.....	33
<b>FIGURA 2.14:</b>	UNIDADES DE CONTROLE NO DORMITÓRIO E AO LADO DO BOTTÃO DE GÁS.....	34
<b>FIGURA 2.15:</b>	TRABALHO DE CAMPO CEMIG (ABRIL/MAIO 2000): LOCALIZAÇÃO DO PÓLO DE ARAÇUAÍ.....	49
<b>FIGURA 2.16:</b>	CARTAZ DE ORIENTAÇÃO AOS USUÁRIOS DE SFD DA CEMIG, QUADRO DE ENTRADA E RÁDIO.....	51
<b>FIGURA 2.17:</b>	CAIXA DA BATERIA, QUADRO DE ENTRADA E CARTAZ DE ORIENTAÇÕES.....	52
<b>FIGURA 2.18:</b>	RÁDIO ALIMENTADO ATRAVÉS E FIANÇA IMPROVISADA.....	53
<b>FIGURA 2.19:</b>	IMPROVISAÇÃO PARA POSSIBILITAR VER TV NA SALA OU ESCUTAR RÁDIO NA COZINHA.....	54
<b>FIGURA 2.20:</b>	LUMINÁRIA DESATIVADA DEVIDO A DEFEITO NO REATOR.....	55
<b>FIGURA 2.21:</b>	MÁ FIXAÇÃO DA LUMINÁRIA E DA FIANÇA.....	55
<b>FIGURA 2.22:</b>	CONFIGURAÇÃO DE UM CENTRO FOTOVOLTAICO DE CARGA DE BATERIAS.....	64
<b>FIGURA 2.23:</b>	GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1.000WP (2 ARRANJOS FOTOVOLTAICOS DE 25 MÓDULOS FILME FINO DE 20WP CADA) DO CFCB E UM SFD NO SEGUNDO PLANO. (BARRA DO ARARAPIRA).....	65
<b>FIGURA 2.24:</b>	KIT DOMICILIAR DE BATERIA: UM CONTROLADOR DE DESCARGA E UMA BATERIA "LIVRE DE MANUTENÇÃO" DE 95AH.....	66
<b>FIGURA 2.25:</b>	LUMINÁRIAS DE 11W COM LÂMPADA E REATOR FORMANDO CONJUNTO ÚNICO E NÃO DESACOPLÁVEL.....	67
<b>FIGURA 2.26:</b>	MAPA DO ESTADO DE ALAGOAS.....	75
<b>FIGURA 2.27:</b>	REGIÃO DO PROJETO "LUZ DO SOL" E LINHAS DE ALTA TENSÃO.....	76
<b>FIGURA 2.28:</b>	CFCB EM ALAGOAS COM MÓDULOS FILME FINO E KIT DA BATERIA AO FUNDO.....	77
<b>FIGURA 2.29:</b>	SFD MONTADO COM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DA <i>GOLDEN PHOTON</i> .....	81
<b>FIGURA 2.30:</b>	LUMINÁRIA DE FABRICAÇÃO PRÓPRIA.....	83
<b>FIGURA 2.31:</b>	BATERIA NO DORMITÓRIO E APARÊNCIA DA INSTALAÇÃO, COM FIANÇA E TOMADA SOLTAS.....	84
<b>FIGURA 2.32:</b>	EXEMPLO DE BATERIA CARREGADA EM PARALELO.....	85
<b>FIGURA 2.33:</b>	EXEMPLO DE RECIBO DO PROGRAMA "LUZ DO SOL".....	88

<b>FIGURA 2.34:</b>	POSTO DE SAÚDE, ESCOLA E DOMICÍLIO PRÓXIMOS À REDE E SEM ACESSO.....	89
<b>FIGURA 2.35:</b>	FIAÇÃO INTERNA COM MÁ APARÊNCIA E REALIZADA SEM IDENTIFICAÇÃO DE POSITIVO E NEGATIVO E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COLOCADOS NA SOMBRA.....	97
<b>FIGURA 3.1:</b>	CONSUMO MENSAL (kWh/MÊS) ESTIMADO ATRAVÉS DE QUESTIONÁRIO.....	104
<b>FIGURA 3.2:</b>	MEDIÇÕES DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM UMA COMUNIDADE COM BAIXO CONTATO URBANO.....	106
<b>FIGURA 3.3:</b>	DIVISÃO DO MERCADO DE BAIXA TENSÃO DA CEMIG.....	108
<b>FIGURA 3.4:</b>	CONSUMO MÉDIO EM CADA FAIXA DE CONSUMO.....	108
<b>FIGURA 4.1:</b>	CONFIGURAÇÃO TRADICIONAL DE SFDS.....	120
<b>FIGURA 4.2:</b>	CONFIGURAÇÃO “FLEXIBILIZADA” DE SFDS.....	121
<b>FIGURA 5.1:</b>	AGENTES IDENTIFICADOS NOS PROGRAMAS DE ERFD ANALISADOS.....	145
<b>FIGURA 5.2:</b>	AÇÕES IDENTIFICADAS NOS PROGRAMAS DE ERFD ANALISADOS.....	146
<b>FIGURA 6.1:</b>	FLUXOGRAMA AUXILIAR NA DECISÃO ENTRE AS ALTERNATIVAS REDE E SOLAR DE ATENDIMENTO.....	176
<b>FIGURA 6.2:</b>	MÉTODO DE ESTIMATIVA DA “TARIFA FOTOVOLTAICA”.....	179
<b>FIGURA 6.3:</b>	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ESCOLHA DA ALTERNATIVA DE ATENDIMENTO E DEFINIÇÃO TARIFÁRIA PARA O ESTADO DE ALAGOAS.....	184

---

## **LISTA DE TABELAS**

---

<b>TABELA 1.1:</b> DOMICÍLIOS RURAIS PARTICULARES PERMANENTES, POR CLASSE DE RENDIMENTO MENSAL EM SM, SEGUNDO SUA SITUAÇÃO QUANTO AO ATENDIMENTO EM ENERGIA ELÉTRICA.....	4
<b>TABELA 2.1:</b> TRABALHOS DE CAMPO.....	12
<b>TABELA 2.2:</b> TOTAL DE LIGAÇÕES E CUSTOS ANUAIS DO PROGRAMA SUL-AFRICANO.....	16
<b>TABELA 2.3:</b> CONFIGURAÇÃO DOS SFDS DA CEMIG - PÓLO ARAÇUAÍ.....	53
<b>TABELA 2.4:</b> NÚMEROS E INVESTIMENTOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE SFDS NO PÓLO DE ARAÇUAÍ.....	60
<b>TABELA 2.5:</b> CLASSIFICAÇÃO DE MUNICÍPIOS PARA FINS DE SUBSÍDIOS.....	61
<b>TABELA 2.6:</b> ANTIGO CRITÉRIO DE CONCESSÃO DE SUBSÍDIOS.....	61
<b>TABELA 2.7:</b> RESULTADO DO DIMENSIONAMENTO DO CFCB E DO SFD EQUIVALENTE.....	71
<b>TABELA 2.8:</b> FATOR DE CAPACIDADE E PROFUNDIDADE DE DESCARGA DA BATERIA.....	71
<b>TABELA 2.9:</b> CUSTO ANUALIZADO DO CFCB E DO SFD PARA SERVIÇO EQUIVALENTE.....	72
<b>TABELA 2.10:</b> CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS SISTEMAS.....	73
<b>TABELA 2.11:</b> CUSTO ANUALIZADO (SEM MÃO-DE-OBRA) DO CFCB E DOS SFDS SOB O PONTO DE VISTA DA COPEL (TAXA DE DESCONTO DE 9%).....	73
<b>TABELA 2.12:</b> VALOR ANUAL DAS TROCAS DE BATERIAS SOB O PONTO DE VISTA DO USUÁRIO (TAXA DE DESCONTO DE 5%).....	74
<b>TABELA 2.13:</b> SFDS E RESPECTIVAS CARGAS DE 4 FAMÍLIAS DA COMUNIDADE DE MARUJÁ NA ILHA DO CARDOSO.....	96
<b>TABELA 3.1:</b> CONSUMOS MENSAIS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	102
<b>TABELA 3.2:</b> PENETRAÇÃO DOS USOS ENERGÉTICOS FINAIS NA REGIÃO DE LAGOA DO BOI.....	103
<b>TABELA 3.3:</b> CLASSES DE CONSUMO E DESPESA ENERGÉTICA MENSAL.....	105
<b>TABELA 3.4:</b> CLASSES DE CONSUMO IDENTIFICADAS PELO ESTUDO COM MEDIDOR DE AH.....	107
<b>TABELA 3.5:</b> CONSUMO MÉDIO POR CLASSE DE CONSUMO CEMIG.....	109
<b>TABELA 3.6:</b> RESUMO DOS RESULTADOS DE CONSUMO MENSAL.....	111
<b>TABELA 3.7:</b> SFDS PARA SUPRIR OS “NÍVEIS DE SERVIÇO FOTOVOLTAICO” IDENTIFICADOS EM FUNÇÃO DO RECURSO SOLAR NO PLANO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	112
<b>TABELA 4.1:</b> CONSUMO DIÁRIO EM AH POR NÍVEL DE SERVIÇO FOTOVOLTAICO E CONSUMO REDUZIDO EM DIAS NUBLADOS.....	118
<b>TABELA 4.2:</b> SUGESTÃO DE CONFIGURAÇÕES E CARGAS POR NÍVEL DE SERVIÇO.....	123
<b>TABELA 4.3:</b> DESCONTO PROGRESSIVO NO PREÇO DOS MÓDULOS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA REAL.....	126
<b>TABELA 4.4:</b> DESEMPENHO DE UM CONJUNTO LÂMPADA E REATOR DE TENSÃO NOMINAL DE 12V <sub>CC</sub> E POTÊNCIA NOMINAL DE 20W TESTADO NO DEPTO. DE ENGENHARIA MECÂNICA DA UFRGS.....	129
<b>TABELA 4.5:</b> PROPOSTA PARA ENSAIOS E REQUISITOS PARA LUMINÁRIAS.....	130
<b>TABELA 4.6:</b> DESCONTO PROGRESSIVO NO PREÇO DAS BATERIAS EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE.....	133
<b>TABELA 4.7:</b> TENSÃO NOS TERMINAIS DE UMA BATERIA AUTOMOTIVA “LIVRE DE MANUTENÇÃO” OBTIDA ATRAVÉS DE ENSAIO EM FUNÇÃO DA PROFUNDIDADE DE DESCARGA.....	134
<b>TABELA 4.8:</b> SUGESTÃO DE PARÂMETROS DE UM CONVERSOR CC/CA ADAPTADO À ERFD.....	138
<b>TABELA 6.1:</b> SFDS PARA SUPRIR OS NÍVEIS DE SERVIÇO IDENTIFICADOS EM FUNÇÃO DO RECURSO SOLAR NO PLANO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	160
<b>TABELA 6.2:</b> PARÂMETROS DE CÁLCULO DO CUSTO DE INVESTIMENTO DO SFD.....	162

<b>TABELA 6.3:</b>	PARÂMETROS DE CÁLCULO DO CUSTO DO CICLO DE VIDA DO SFD.....	162
<b>TABELA 6.4:</b>	CUSTO DE INVESTIMENTO DO SFD EM FUNÇÃO DO PREÇO DO MÓDULO (R\$/Wp), DO RECURSO SOLAR NO PLANO DO MÓDULO E DO NÍVEL DE SERVIÇO FOTOVOLTAICO.....	162
<b>TABELA 6.5:</b>	CUSTO DO CICLO DE VIDA DO SFD EM FUNÇÃO DO PREÇO DO MÓDULO (R\$/Wp), DO RECURSO SOLAR NO PLANO DO MÓDULO E DO NÍVEL DE SERVIÇO FOTOVOLTAICO.....	163
<b>TABELA 6.6:</b>	CUSTO INICIAL E DE REPOSIÇÃO DOS COMPONENTES DO PADRÃO DE ENTRADA EM FUNÇÃO DO NÍVEL DO SERVIÇO E DO RECURSO SOLAR ARCADOS PELO AGENTE IMPLEMENTADOR.....	165
<b>TABELA 6.7:</b>	CUSTO DAS BATERIAS EM FUNÇÃO DO NÍVEL DE SERVIÇO E DO RECURSO SOLAR SOB O PONTO DE VISTA DO AGENTE IMPLEMENTADOR (TAXA DE DESCONTO DE 12%).....	167
<b>TABELA 6.8:</b>	CUSTO DAS BATERIAS EM FUNÇÃO DO NÍVEL DO SERVIÇO E DO RECURSO SOLAR SOB O PONTO DE VISTA DO “CONSUMIDOR FOTOVOLTAICO” (TAXA DE DESCONTO DE 6%).....	167
<b>TABELA 6.9:</b>	CUSTO DE INVESTIMENTO DO SFD DESCONTADO DO VALOR DA 1ª BATERIA E EM FUNÇÃO DO PREÇO DO Wp, DO RECURSO SOLAR NO PLANO DO MÓDULO E DO NÍVEL DE SERVIÇO.....	168
<b>TABELA 6.10:</b>	VALORES DE MÍNIMOS TARIFÁVEIS E CUSTO POR LIGAÇÃO RURAL PARA CONCESSIONÁRIAS PARTICIPANTES DO PROGRAMA “LUZ NO CAMPO” NO ANO DE 2000.....	172
<b>TABELA 6.11:</b>	PARÂMETROS DE CÁLCULO DO CUSTO DO CICLO DE VIDA DE UMA LIGAÇÃO À REDE ELÉTRICA.....	173
<b>TABELA 6.12:</b>	ESTIMATIVA DE SUBSÍDIO POR LIGAÇÃO RURAL DE BAIXÍSSIMO CONSUMO CONCEDIDO PELO PROGRAMA “LUZ NO CAMPO”.....	174
<b>TABELA 6.13:</b>	PROPOSTA PARA A ESCOLHA DA ALTERNATIVA DE ATENDIMENTO CONSIDERANDO R\$15/Wp E LIGAÇÃO RURAL AGROPECUÁRIA RESIDENCIAL DE CONSUMO MÍNIMO 30KWh/MÊS.....	178
<b>TABELA 6.14:</b>	“TARIFA FOTOVOLTAICA” MENSAL CONSIDERANDO R\$15/Wp E CLASSIFICAÇÃO DO “CONSUMIDOR FOTOVOLTAICO” COMO UM RURAL-AGROPECUÁRIO-RESIDENCIAL (TARIFA MÍNIMA 30KWh/MÊS).....	180
<b>TABELA 6.15:</b>	PARCELA DO VALOR DAS BATERIAS A SER ARCADADA PELO “CONSUMIDOR FOTOVOLTAICO”.....	181
<b>TABELA 6.16:</b>	DIFERENÇA DE SUBSÍDIO ( $S_{R\text{ LIGAÇÃO}} - S_{SFD}$ ) POR CONSUMIDOR.....	182
<b>TABELA 7.1:</b>	VALOR MENSAL ASSUMIDO PELO “CONSUMIDOR FOTOVOLTAICO” (GESTÃO DAS BATERIAS “II” E “III”).....	189

---

## **LISTA DE SIGLAS**

---

AGRENER:	Encontro de Energia no Meio Rural
Ah:	Ampère-hora
ANC:	<i>Africa National Congress</i> (África do Sul)
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
BID:	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIRD:	Banco Mundial
BN:	Banco do Nordeste
BNDES:	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA:	Corrente alternada
CC:	Corrente contínua
CACV:	Custo Anual do Ciclo de Vida
CDE:	Conta de Desenvolvimento Energético
CEMIG:	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL:	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (ELETROBRAS)
CESP:	Companhia Energética do Estado de São Paulo
CFCB:	Centro Fotovoltaico de Carga de Bateria
CMCV:	Custo Mensal do Ciclo de Vida
CONAMA:	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL:	Companhia Paranaense de Energia
DBSA:	<i>Development Bank of South Africa</i> (África do Sul)
DME:	<i>Department of Minerals and Energy</i> (África do Sul)
EDF:	<i>Electricité de France</i>
ELETROBRAS:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ERFD:	Eletrificação Rural Fotovoltaica Domiciliar
ESCO:	<i>Energy Service Company</i>
FRC:	Fator de Recuperação de Capital
FTV:	Fundação Teotônio Vilela
GEF:	<i>Global Environmental Facility</i>
JV:	<i>Joint Venture</i>
KfW:	<i>Kreditanstalt für Wiederaufbau</i> (Banco de Desenvolvimento - Alemanha)
IBGE:	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IGP-M:	Índice Geral dos Preços do Mercado (Fundação Getúlio Vargas)
IPEA:	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

IREDA:	<i>Indian Renewable Energy Development Agency Ltda. (Índia)</i>
MDL:	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
NEF:	<i>National Electricity Fund (África do Sul)</i>
NER:	<i>National Electricity Regulator (África do Sul)</i>
NREL:	<i>National Renewable Energy Laboratory (EUA)</i>
ONG:	Organização não Governamental
PNAD:	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (do IBGE)
PRODEEM:	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PPP:	<i>Public-Private Partnerships</i>
PV:	Fotovoltaico(a)
RED:	<i>Regional Electricity Distributors (África do Sul)</i>
RESCO:	<i>Regional Energy Service Company</i> (na realidade, escritórios regionais submetidos diretamente à gerência geral da JV Shell-Eskom)
RGR:	Reserva Global de Reversão
SEBRAE:	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SFD:	Sistema Fotovoltaico Domiciliar
SM:	Salário Mínimo
US AID:	<i>United States Agency for International Development (EUA)</i>
US DOE:	<i>US Department of Energy (EUA)</i>
VP:	Valor Presente

A descentralização da geração com sistemas fotovoltaicos domiciliares é vista como um meio de evitar o custo espacial de distribuição da energia elétrica através de redes rurais. No entanto, ao se incrementar a escala de implementação de projetos de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar (ERFD) como forma de contornar os custos espaciais, ficou claro que se faz necessária a adoção de estratégias especiais para garantir sua sustentabilidade, ou seja, o fornecimento de energia elétrica na quantidade prevista durante toda a vida útil do projeto.

A constatação de que a eletrificação rural fotovoltaica domiciliar pode exercer papel importante na ampliação do atendimento elétrico de pequenas demandas rurais e de que a ERFD ainda não apresenta índice satisfatório de sucesso leva o debate para o cerne deste trabalho de tese: como, no Brasil atual, lançar mão da ERFD minimizando suas possibilidades de falha?

O trabalho parte da observação em campo de experiências anteriores de uso da tecnologia fotovoltaica para atendimento elétrico de domicílios rurais e pela análise e sistematização dos aspectos considerados relevantes ao funcionamento adequado e à longevidade dos programas.

Como passo seguinte à análise das experiências de campo, caracterizou-se um atendimento típico com sistemas fotovoltaicos domiciliares através de estimativa realista de consumo, definição de níveis de serviço fotovoltaico que cobrem o espectro identificado de pequenos consumos (inferiores a 30 ou 50kWh/mês) e dimensionamento adequado dos equipamentos do SFD para cada um dos níveis de serviço propostos.

Caracterizada a demanda, foram tratados os aspectos técnicos, a qualidade e a adequação dos equipamentos, das instalações e dos usos finais que compõe um SFD através de proposta de padronização da configuração dos SFDs, de características desejáveis para os equipamentos e de procedimentos auxiliares ao controle de qualidade.

A caracterização do atendimento com SFD e a estruturação de procedimentos técnicos, além de responderem aos requisitos levantados em campo, são tratados de forma a servir de base para uma estrutura de gestão e operação de programas de ERFD afinados com o contexto regulatório brasileiro.

A discussão em torno da estrutura de gestão e operação de programas de ERFD conduz a pesquisa para a reflexão sobre estratégias de pagamento adaptadas à ERFD e sobre o nível de subsídio que tornaria economicamente equivalentes os atendimentos via rede ou via tecnologia fotovoltaica, chegando à proposta de uma metodologia para o cálculo da tarifa fotovoltaica.

Por fim, o trabalho sistematiza os procedimentos para a ERFD no Brasil de forma a fornecer a seus possíveis agentes implementadores (p.ex. concessionárias, permissionárias, prefeituras, ONGs, ou ESCOs) e reguladores (p.ex. a ANEEL) elementos para incrementar suas chances de sucesso e, por conseguinte, sua inclusão definitiva no rol de alternativas de atendimento elétrico domiciliar do Brasil rural, miserável (renda familiar inferior a 2SM) e com baixíssima expectativa de consumo.



Solar Home Systems offer the possibility of avoiding the need of a grid connection in the rural supply of small amounts of electricity. However, the world-wide increase in the number of PV residential rural electrification (PRRE) projects highlighted the need for field oriented strategies in order to allow for sustainable implementation of such projects, due to the high rate of unsuccessful initiatives in the existing PRRE experiences.

The fact that the PRRE is a promising supply option to small residential demands and that related projects do not present a satisfactory success rate leads the research to the key question of this research work: how, given the Brazilian scenario, to take advantage of the PRRE and hinder projects from failing

The first steps of the research work was to gather field information concerning five existing PRRE projects (four in Brazil and one in South Africa) and to perform an analysis aiming at the identification of relevant aspects to projects sustainability (technical, organisational and financial).

According to the results of this analysis, there was a tendency to mistaken the real electricity demand of SHSs users and to perform erratic system design and configuration. Moreover, poor quality and/or inappropriate parts lead to poor quality SHSs and to user dissatisfaction. On top of it, the level of (monthly) payment expected from users is usually overestimated and the operational challenges of off-grid PV rural electrification programmes hinder the implementing agents from keeping technically functional the majority of SHSs. Eventually, the majority of the interviewed PRRE agents got to the conclusion that there is the urgent need for some kind of financial subsidy to sustain operations. However, unless PRRE proves itself to be a technically reliable supply option and capable of being considered from the conventional electricity sector point of view, no governmental (or electricity sector) fund is about to be allocated.

In an attempt to provide alternatives to the above mentioned barriers, this thesis proposes a set of detailed procedures in order to allow for the successful implementation of the PRRE programmes in Brazil (including a PV tariff structure based on consumers equity towards the electricity public service) and scrutinises some of the institutional aspects of the PRRE as a mean of achieving the universal (pre)access to electricity in this country.

---

## **CAPÍTULO 1**

---

### **INTRODUÇÃO**

Os recursos renováveis de energia, dentre eles a energia solar fotovoltaica, passaram a ser considerados mais atentamente como uma possível solução à dependência dos combustíveis fósseis como reação aos aumentos extraordinários no preço do barril de petróleo que ocorreram entre 1973 e 1982 .

Para os países em desenvolvimento, estes aumentos representaram desequilíbrio de suas contas externas com realocação de seus recursos financeiros escassos para pagamento da conta petróleo. Além disto, o incremento da taxa de juro internacional pós crise de 79 ocasionou turbulência para os países em desenvolvimento com alto endividamento externo, como era o caso do Brasil (PINTO JUNIOR, 1995).

Em decorrência disto, autores como Ramakumar e Hughes<sup>1</sup> observam em novembro de 1980 que “para aproximadamente 1 bilhão de pessoas morando em zonas rurais de países em desenvolvimento (...) as conseqüências desta drástica mudança no cenário mundial (de preço) da energia foram devastadoras” e que “os primeiros esforços para resolver este problema global deveriam estar concentrados nestas áreas rurais visando melhorar as condições de vida e a produtividade agrícola, e, em conseqüência, diminuir o êxodo rural”. A proposta era a descentralização da geração com utilização de recursos primários renováveis em sistemas energéticos híbridos, que os autores classificaram como sendo “de pequena escala”. Eles identificaram, no entanto, que a ausência de infra-estrutura básica para promover mudanças tecnológicas nos países em desenvolvimento era a grande barreira à introdução desses sistemas no meio rural e advogaram a cooperação internacional entre países industrializados (mais precisamente, os EUA) e países em desenvolvimento como o meio de ultrapassar esta barreira.

Hoje se reconhece que a deficiência de atendimento elétrico da população rural de baixa renda tem pouca relação com a crise do petróleo e seu impacto na balança de pagamentos externos dos países em desenvolvimento. Ela decorre principalmente da pouca atratividade econômica do investimento e da ausência de uma política pública sustentada e coordenada de promoção da eletrificação rural.

---

<sup>1</sup> (RAMAKUMAR e HUGHES, 1981)

Além disso, não há consenso quanto à relação de causa e efeito entre a eletrificação e o desenvolvimento econômico com diminuição do êxodo rural, apesar de ser esta a justificativa da maioria dos projetos. Autores como Pearce e Webb<sup>2</sup> e Gerald Foley<sup>3</sup> afirmam que a relação, quando existe, é indireta e J. Tandler<sup>4</sup>, da US AID<sup>5</sup>, e Douglas Barnes<sup>6</sup>, do Banco Mundial, defendem que a análise dos benefícios da eletrificação rural é específica de cada país ou região, podendo ser positivos em alguns casos e não perceptíveis em outros, segundo as condições socioeconômicas e geográficas da população a ser atendida. No Brasil, Leila Tendrih<sup>7</sup> defendeu em junho de 1990 uma dissertação de mestrado mostrando impactos sócioeconômicos positivos para pequenos produtores rurais atendidos por programas de eletrificação rural de baixo custo via extensão da rede. Em 1993, Fernando Selles Ribeiro<sup>8</sup>, em seu trabalho de livre docência, relata também aspectos positivos para os pequenos produtores rurais que participaram do projeto "Eletrificação Rural de Baixo Custo" financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no Rio Grande do Sul.

Por fim, a noção de sistema energético de “pequena escala” sofreu revisão considerável desde a proposta de Ramakumar e Hughes<sup>1</sup> para a utilização de recursos energéticos locais e renováveis para a descentralização da geração e, o que eram sistemas híbridos da ordem de quilowatts de potência para abastecer um conjunto isolado de vilas, passou a sistemas de alguns poucos Watts, muitas vezes dedicados a um único domicílio. Essa revisão é consequência de quatro fatores principais: maior detalhamento das características da demanda de energia elétrica no meio rural promovido por estudos multidisciplinares de avaliação dos impactos de programas de eletrificação rural; lenta re-orientação do planejamento energético para métodos que consideram tanto a oferta quanto a demanda, impulsionada sobretudo pelo apelo ao “desenvolvimento sustentável” oriundo do trabalho da Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (*World Commission on Environment and Development*), documentado em 1987 no relatório *Nosso Futuro Comum* (CMMAD, 1991) e reforçado pela Rio-92<sup>9</sup>; tendência neo-liberal de aproximação de regras comerciais impostas pela economia de mercado característica dos anos 90; fomento por parte dos fabricantes de equipamentos de energias renováveis interessados no mercado rural de pequena escala.

---

<sup>2</sup> (PEARCE e WEBB, 1987)

<sup>3</sup> (FOLEY, 1992)

<sup>4</sup> (TENDLER, 1979)

<sup>5</sup> Agência Americana para o Desenvolvimento Internacional (*United States Agency for International Development*)

<sup>6</sup> (BARNES, 1988)

<sup>7</sup> (TENDRIH, 1990)

<sup>8</sup> (RIBEIRO, 1993)

<sup>9</sup> UNCED – *United Nations Conference on Environment and Development* realizada no Rio de Janeiro em 1992.

Na última década do século XX renasce o apelo global à utilização de energia renovável, não mais como uma resposta ao aumento do preço do petróleo, mas sim pelo viés ambiental reforçado na Rio-92. O atendimento de pequenas demandas elétricas rurais, de “carona” nesta volta das renováveis e no princípio de “desenvolvimento com redução de desigualdades sociais” adotado desde 1990 pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD)<sup>10</sup>, é alvo de inúmeros projetos de cooperação internacional entre países do primeiro e terceiro mundos. Em decorrência deste primeiro avanço de cooperação internacional, na primeira metade da década de 90 países como o Brasil, México e Índia lançaram seus próprios programas de utilização de fontes renováveis de energia para gerar eletricidade *in loco* visando atender pequenas demandas.

A descentralização da geração passa a ser considerada como um meio de evitar o custo espacial de distribuição da energia elétrica através de redes rurais<sup>11</sup>, custo este advindo da baixa densidade de consumidores, da baixa expectativa de demanda (relacionada em geral à baixa renda familiar) e do baixo fator de carga diário e sazonal em relação ao grau de investimento necessário à construção e manutenção das redes e à difícil e onerosa leitura e tarifação do consumo.

No entanto, ao se incrementar a escala de implementação de projetos de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar (ERFD) como forma de contornar os custos espaciais, ficou claro que se faz necessária a adoção de estratégias especiais<sup>12</sup> para garantir sua sustentabilidade, ou seja, o fornecimento de energia elétrica na quantidade prevista durante toda a vida útil do projeto. Conforme apresentado ao longo deste trabalho, muitos destes projetos falharam desde o início, outros funcionaram medianamente durante algum tempo e uns poucos estão a cumprir o objetivo para o qual foram instalados.

O fato é que a descentralização do atendimento não elimina o isolamento e a pobreza, características que estão na origem das dificuldades de eletrificação do meio rural. Tomando-se que o desenvolvimento das redes elétricas é ditado em geral pela densidade de carga, parte das

---

<sup>10</sup> “Desenvolvimento Humano é o processo de ampliação do espectro de opções das pessoas, oferecendo-lhes maiores oportunidades de educação, saúde, renda e trabalho e abrangendo toda a gama de opções humanas, desde um ambiente físico em boas condições até liberdades econômicas e políticas” (UNDP, 1990:10-11).

<sup>11</sup> Basicamente, para a rede de distribuição rural, o custo real de cada unidade energética consumida (kWh) aumenta na medida que se caminha do centro produtivo em direção à sua extremidade, pois acrescenta-se ao custo produtivo, o custo de transporte (MENANTEAU, 1989).

<sup>12</sup> Especiais enquanto diferentes daquelas existentes para a eletrificação via rede elétrica ou moto-geradores Diesel.

regiões que ainda restam a eletrificar são mais distantes, de acesso mais difícil, menos densas e, para complicar, mais pobres, menos letradas e menos integradas ao resto do país.

Seria então de se questionar a validade da descentralização da geração e do atendimento através da energia solar fotovoltaica, dada a dificuldade em torná-la uma alternativa sustentável ao atendimento de pequenas demandas. Além disto, a quantidade de energia disponível ao usuário, nas atuais condições de preço dos sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFDs), é, via de regra, inferior àquela oferecida pela rede elétrica ou mesmo por um moto-gerador Diesel.

A construção do raciocínio que encaminha o posicionamento sobre o assunto no Brasil deste início de século XXI passa pela verificação do cenário no qual se insere a população alijada do serviço de energia elétrica e suas possibilidades de atendimento em horizonte temporal razoável. Adianta-se que, por um lado, há concentração de domicílios rurais não atendidos nas classes de menor renda (Quadro 1.1) e, por outro, o principal mecanismo brasileiro de implementação da política pública de financiamento do custo espacial da eletrificação rural exclui, num primeiro momento, o atendimento das regiões menos rentáveis (Quadro 1.2).

**Quadro 1.1:** Estimativa da situação do atendimento elétrico domiciliar no Brasil.

Através dos dados do CENSO 2000, verifica-se que o déficit de domicílios sem iluminação elétrica no Brasil é de 7% (3.124.448 domicílios) e que na zona rural este índice cresce para 29,4% (2.165.058 domicílios), contra 2,6% na área urbana (959.390 domicílios) (IBGE/CENSO, 2002). Além disso, a concentração de domicílios rurais sem iluminação elétrica está de fato nas classes de menor renda, conforme pode ser verificado na tabela 1.1, construída com base nos dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) de 1999: 40% dos domicílios rurais com renda inferior a 1 SM não tinham energia elétrica contra apenas 1,6% daqueles com renda superior a 10 SM (IBGE/PNAD, 2000).

Ao se utilizar o dado da PNAD e do CENSO como estimador da taxa de atendimento, é importante observar que ambas as pesquisas verificam somente a existência de iluminação elétrica no domicílio, porém não especificam tipo de fornecimento (se rede, gerador, bateria, etc.).

**Tabela 1.1:** Domicílios rurais particulares permanentes, por classe de rendimento mensal em SM, segundo sua situação quanto à existência de iluminação elétrica.

	Total	até 1	mais de 1 a 2	mais de 2 a 3	mais de 3 a 5	mais de 5 a 10	mais de 10 a 20	mais de 20	s/ rendimento
	7.980.498	1.634.962	2.259.180	1.421.663	1.282.649	705.931	266.921	93.743	106.942
Ilum. Elétrica									
Tinham	6.019.764	982.222	1.581.395	1.117.507	1.108.346	659.170	262.364	92.569	65.956
Não tinham	1.960.185	652.740	677.785	303.785	174.303	46.761	4.527	1.174	40.986
% tinham	75,4%	60,1%	70,0%	78,6%	86,4%	93,4%	98,3%	98,7%	61,7%
% ã tinham	24,6%	39,9%	30,0%	21,4%	13,6%	6,6%	1,7%	1,3%	38,3%

Fonte: adaptado da PNAD 1999

SM: salário mínimo

Obs.: Nesta estatística não estão contabilizados os domicílios rurais dos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará e Amapá (estados que apresentam taxa de atendimento rural abaixo da média nacional) e é utilizada a classificação "domicílio rural" e "domicílio urbano" definida pelo CENSO 1991. Isto explica parcialmente o fato de a PNAD 1999 mostrar que 24,6% dos domicílios rurais brasileiros não possuíam iluminação elétrica enquanto o CENSO 2000 mostra 29,4%.

**Quadro 1.2:** Considerações sobre o principal mecanismo brasileiro de financiamento do custo espacial da eletrificação rural.

Atualmente, o principal mecanismo de financiamento do custo espacial da distribuição rural no Brasil está representado pelo programa nacional de eletrificação rural “Luz no Campo”, que, desde seu lançamento em dezembro de 1999, busca financiar, com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) e condições facilitadas, as concessionárias de distribuição e tem contribuído para a ampliação significativa do atendimento rural no Brasil (ELETROBRÁS, 2001). No entanto, os critérios de seleção de área estabelecidos pelo programa privilegiam, num primeiro momento, as regiões com melhores condições de agregação de valor produtivo à energia elétrica (ELETROBRÁS, 1999: 2) e não prevêm em seu plano de metas inicial o atendimento pleno em todos os estados brasileiros (ELETROBRÁS, 2002). Portanto, parte do público não atingido pelo programa “Luz no Campo” deverá recorrer a outras alternativas para antecipar seu atendimento, dentre as quais, a solar fotovoltaica.

O atual contexto brasileiro de busca pela regulamentação da obrigatoriedade de universalizar o acesso à energia elétrica, inaugurado oficialmente em 2000 pela minuta de Resolução 006 da ANEEL (não aprovada) e recentemente impulsionado pela promulgação da Lei 10.438 em 26/04/2002, reforça a idéia de que as opções descentralizadas de atendimento em geral e a fotovoltaica em particular exercerão papel importante no fornecimento dos primeiros kWh elétricos para famílias, que, de outra forma, teriam de aguardar alguns anos para serem atendidas (por exemplo, domicílios pertencentes a áreas tipo II, definidas pela Lei 10.438 em seu art. 14; vide Anexo A).

Portanto, apesar das dificuldades, a alternativa fotovoltaica pode ser vista como um meio de antecipar o serviço àqueles domicílios rurais impossibilitados - em prazo razoável - de outra forma de atendimento elétrico. Ela responde bem à diversidade de situações sociais, ambientais e econômicas, típica do meio rural ainda por eletrificar e é aplicável toda vez que for identificada demanda compatível com sua capacidade técnica e econômica de fornecimento ou situação onde barreiras naturais e/ou institucionais impeçam outro tipo de fornecimento<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Um caso extremo, a título de exemplo desta afirmação, pode ser encontrado em populações tradicionais habitando áreas de preservação ambiental ou o seu entorno, onde a rede elétrica é inviável sob a ótica ambiental (devido, por exemplo, ao desmatamento para abrir a faixa de passagem da rede) e o moto-gerador Diesel é discutível pela mesma razão.

A constatação de que a eletrificação rural fotovoltaica domiciliar pode exercer papel importante na ampliação do atendimento elétrico de pequenas demandas rurais e de que a ERFD ainda não apresenta índice satisfatório de sucesso leva o debate para o cerne deste trabalho de tese: como, no Brasil atual, lançar mão da ERFD minimizando suas possibilidades de falha?

Pressupõe-se que o insucesso de projetos de eletrificação rural domiciliar com energia solar fotovoltaica pode ser atribuído a uma má adaptação dos mecanismos de implementação à realidade descentralizada onde deve operar e que a definição de procedimentos específicos para programas de ERFD no Brasil, resultado almejado pelo trabalho, seja uma contribuição significativa a esta questão. O desafio reside justamente na construção desta especificidade baseada em um equilíbrio entre criação de novos procedimentos de eletrificação rural onde necessários e na adaptação ou adoção de "velhos" onde possível.

Para tanto, a hipótese delimitadora da pesquisa afirma que, para alcançar um conjunto consistente de procedimentos visando futuras implementações, necessita-se da compreensão detalhada do universo onde se desenvolve o programa de ERFD, através da identificação das características e problemas técnicos, administrativos, financeiros e políticos confrontados com a realidade socioeconômica da população a ser atendida, com a adequação das soluções técnicas adotadas e com a estrutura do setor elétrico convencional.

O ponto de partida do trabalho é dado então pela observação de experiências anteriores de uso da tecnologia fotovoltaica para atendimento elétrico de domicílios rurais e pela análise e sistematização dos aspectos considerados relevantes ao funcionamento adequado e à longevidade dos programas.

Resgatar este conjunto de informações exige, além da verificação da literatura disponível sobre o assunto, um olhar profundo sobre o ambiente onde se desenvolve determinado projeto, as relações e conflitos entre os participantes, as expectativas, as razões detrás das ações e dos problemas, os detalhes que explicam por vezes fatos aparentemente inexplicáveis e os potenciais pontos de ruptura.

Diante deste contexto, houve a opção por alicerçar a proposta de procedimentos para a ERFD no Brasil com observações e informações extraídas diretamente através de pesquisas de campo em cinco programas distintos (quatro em território nacional e um na África do Sul), representando cada um uma estratégia de implementação: concessão do serviço à consórcio privado com mecanismo de pré-pagamento, iniciativa direta da concessionária de distribuição, microempresário local responsável por um sistema centralizado de carregamento de baterias,

microempresário locador de sistemas fotovoltaicos domiciliares e iniciativa de base comercial conduzida por concessionária de distribuição.

À medida que a informação de campo foi sistematizada, destacaram-se os pontos de análise e discussão necessários à construção do resultado esperado.

Dentro desta premissa e como passo seguinte à análise das experiências de campo, procurou-se caracterizar um atendimento típico com sistemas fotovoltaicos domiciliares através de estimativa realista de consumo, definição de níveis de serviço fotovoltaico que cubram o espectro identificado de pequenos consumos (inferiores ao consumo mínimo tarifado estipulado pela ANEEL para atendimento via rede elétrica, ou seja, 30 ou 50kWh/mês) e dimensionamento adequado dos equipamentos do SFD para cada um dos níveis de serviço propostos.

Caracterizada a demanda, foram tratados os aspectos técnicos, a qualidade e a adequação dos equipamentos, das instalações e dos usos finais que compõe um SFD através de proposta de padronização da configuração dos SFDs, de características desejáveis para os equipamentos e de procedimentos auxiliares ao controle de qualidade. Adianta-se que, apesar de não serem corriqueiramente apontados como importante barreira à sustentabilidade de programas de ERFD, a falha sistemática em alguns equipamentos, o dimensionamento inadequado, a restrição excessiva em relação aos usos finais e as instalações de má qualidade contribuem sobremaneira para as dificuldades enfrentadas pela ERFD.

A caracterização do atendimento com SFD e a estruturação de procedimentos técnicos, além de responderem aos requisitos levantados em campo, são tratados de forma a servir de base para uma estrutura de gestão e operação de programas de ERFD afinados com o contexto legal e regulatório brasileiro que coloca a concessão (ou permissão) do serviço público de eletricidade a empresas públicas ou privadas, regula os regimes tarifários praticados por estas empresas e busca mecanismos institucionais e financeiros para promover a universalização do acesso ao serviço de energia elétrica.

A discussão em torno da estrutura de gestão e operação de programas de ERFD conduz a pesquisa para a reflexão sobre estratégias de pagamento adaptadas à ERFD e sobre o nível de subsídio que tornaria economicamente equivalentes os atendimentos via rede ou via tecnologia fotovoltaica. Norteia este pensamento a noção de que a eletrificação rural fotovoltaica domiciliar, conduzida sem contar com os mecanismos de financiamento e subsídios de que dispõe um atendimento via rede, acaba resultando em valores de desembolso



mensal muito acima da tarifa mínima (legitimamente subsidiada) paga por um consumidor rural de baixa renda e consumo inferior a 30-50kWh/mês.

Após a análise detalhada de experiências com ERFD a partir de observações de campo, da caracterização do atendimento com SFD, da proposição de procedimentos técnicos adequados, da sugestão de uma estratégia de gestão e operação e de considerações e análise sobre subsídios e tarifas, o trabalho sistematiza os procedimentos para a ERFD no Brasil de forma a fornecer a seus possíveis agentes implementadores (p.ex. concessionárias, permissionárias, prefeituras, ONGs ou ESCOs) e reguladores (p.ex. a ANEEL) elementos para incrementar suas chances de sucesso e, por conseguinte, sua inclusão definitiva no rol de alternativas de atendimento elétrico domiciliar pertencentes ao Brasil rural, com renda familiar mensal inferior à linha de pobreza de 2SM (segundo definição do IPEA) e baixíssima expectativa de consumo.

Entende-se que a justificativa da busca por tal inclusão não está calcada fundamentalmente no eterno binômio "eletricidade - desenvolvimento econômico" mas sim na antecipação para horizonte palpável, mesmo que em escala doméstica e pequena, do acesso à eletricidade. Além desta antecipação do acesso, conta-se ainda com a vantagem colateral de a energia solar ser uma fonte primária limpa e inesgotável.

Para concluir, vale citar dois autores ingleses do pós guerra: em 1946, Pickles e Wills afirmaram com relação à escolha da tecnologia de atendimento rural que "um projeto de engenharia consistente procura atender a uma previsão realista de demanda a um custo mínimo, visando a adequação e confiabilidade técnicas realmente necessárias. Não existe virtude em fazer provisões excessivas para desenvolvimentos futuros ou suprir com tecnologia pesada ou extremamente custosas para a tarefa"<sup>14</sup> (PICKLES e WILLS, 1946).

---

<sup>14</sup> "sound engineering development consists in supplying the immediate and foreseeable needs at the minimum of cost, consistent with technical suitability and reliability. There is no virtue in making excessive provision for future development or in providing plant which is unduly heavy or costly for the work."

# **ANÁLISE DE EXPERIÊNCIAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARES A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DE CAMPO**

## **2.1. Introdução**

A eletrificação descentralizada com sistemas fotovoltaicos ganhou lugar como uma possível alternativa ao atendimento elétrico rural via extensão de rede, mas trouxe consigo inúmeras barreiras à sua disseminação e à sua implementação sustentável.

Dentre estas barreiras, o alto custo inicial dos sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFDs) é a mais freqüentemente lembrada e citada. Esta questão esteve fortemente presente no Seminário "Desenvolvimento Sustentável do Mundo Rural: a eletrificação descentralizada" ocorrido em novembro de 1995 em Marrakech, onde se reuniram representantes de cerca de 50 países e organismos de financiamento e cooperação internacional para trocar experiências e delinear estratégias. Também foi mencionada como obstáculo principal à disseminação no documento "*Best Practices for PV Household Electrification*" do Banco Mundial (CABRAAL *et alli*, 1996), que propõe "melhores práticas" de ERFD a partir da análise dos programas da República Dominicana, da Indonésia, das Filipinas e do Sri Lanka.

Enfim, o alto custo inicial dos SFDs encabeça a maioria dos textos que discorrem sobre dificuldades e problemas da ERFD. No entanto, mesmo com subsídios substanciais ao investimento inicial - como nos programas governamentais da Índia<sup>15</sup> e do México<sup>16</sup> ou no PRODEEM brasileiro - ou quando há disponibilidade de crédito - como os financiamentos do IREDA na Índia<sup>17</sup>, do Banco Mundial no Sri Lanka<sup>18</sup>, Indonésia<sup>4</sup> e Zimbábwe<sup>19</sup>, o financiamento governamental em Botswana<sup>20</sup> e Namíbia<sup>21</sup> e os projetos bilaterais como o de bombeamento solar no Ceará ou o Genesis na Guatemala<sup>22</sup> - a disseminação não acontece no

---

<sup>15</sup> GOPALAKRISHNA, 1995

<sup>16</sup> HUACUZ, 1999

<sup>17</sup> SINHA *et alli*, 1998

<sup>18</sup> MILLER & HOPE, 2000

<sup>19</sup> MULUGETTA *et alli*, 2000

<sup>20</sup> ZHOU & MOGOTSI, 2001

<sup>21</sup> MULLER & WAMUKONYA, 2001

<sup>22</sup> ALVAREZ *et alli*, 1999 *apud* Nieuwenhout *et alli*, 2000

passo esperado e problemas com a sustentabilidade de projetos de ERFD surgem como um desafio a planejadores, implementadores e usuários.

A magnitude do problema pode ser percebida no estudo *Monitoring and Evaluation of Solar Home Systems: experiences with applications of solar PV for household in developing countries* conduzido através de pesquisa em bibliografia relativa a projetos de ERFD. Este estudo estima em 1,3 milhões o montante de SFDs instalados no mundo, dos quais 42% foram identificados como "parcialmente não operantes" ou "não operantes". Ou seja, 546.000 SFDs não cumprem a função para o qual foram designados: fornecer eletricidade na quantidade e qualidade previstas. Cabe mencionar que os autores do estudo colocaram esta estimativa de SFDs defeituosos como otimista, visto que dois dos maiores projetos investigados tinham menos de seis meses de instalação e que, para os outros programas de ERFD, fora difícil verificar insucessos e problemas amplamente relatados (NIEUWENHOUT *et alli*, 2000).

Tendo em conta este cenário, direcionou-se a análise de programas de ERFD para aspectos que estão além dos mecanismos de viabilização do custo inicial do SFD expostos no Quadro 2.1 e identificados a partir de literatura relativa a análises de programas de ERFD (FOLEY, 1994; NEWCASTLE, 1995; CABRAAL *et alli*, 1996; ESMAP, 2000; NIEUWEHNHOUT *et alli*, 2000).

#### **Quadro 2.1:** Mecanismos de viabilização do custo inicial do SFD.

- **Venda direta ao consumidor.** Pagamento no ato da compra. O tamanho do SFD é definido pela capacidade de pagamento do consumidor. No Quênia, por exemplo, 52% dos módulos comercializados são de capacidade inferior a 20Wp (HANKINS, 2000: 95-96).
- **Venda direta com concessão de crédito.** O crédito é oferecido pelo fornecedor do equipamento. As condições de crédito ao consumidor são próximas das de mercado e dependem dos termos do crédito contratado pelo fornecedor. . O tamanho do sistema é definido pela capacidade de pagamento do consumidor.
- **Financiamento.** O financiamento pode ser dirigido ao usuário, à microempresas, associações ou ONGs, na forma de empréstimo com condições facilitadas ou *leasing*. O tamanho do sistema é em geral definido de acordo com uma previsão de demanda elétrica.
- **Fundo Perdido.** A doação pode ser para compra dos equipamentos e/ou para a formação de um fundo rotativo. O tamanho do sistema é definido de acordo com uma previsão de demanda elétrica.
- **Tarifa-pelo-serviço.** Mecanismo que prevê o pagamento de uma tarifa contra garantia da continuidade do serviço. O tamanho do sistema é definido de acordo com uma previsão de demanda elétrica ou como resultado de estimativa de capacidade de pagamento. O cálculo da tarifa e da taxa de conexão pressupõe, em geral, a amortização do investimento inicial e a manutenção. Apesar de prever a garantia do serviço, experiências recentes com este mecanismo indicam que problemas operacionais podem estar comprometendo a sustentabilidade e/ou a disseminação das iniciativas.

Verifica-se que estes aspectos, relativos à funcionalidade do SFD após superada a barreira do custo inicial e passado o período de instalação - qualidade dos equipamentos e da instalação; disponibilidade de peças de reposição; financiamento da manutenção; esclarecimento ao usuário quanto à operação; capacitação de técnicos de manutenção; estrutura para pagamento e coleta de taxa, de amortização de empréstimo ou de tarifa - são amplamente mencionados como fundamentais à sustentabilidade e disseminação de programas de ERFD mas ainda exercem papel determinante em muitos dos insucessos relatados.

A descentralização do atendimento, possibilitada pelo uso de SFDs, não elimina o isolamento e a pobreza, características que estão na origem das dificuldades. Ao contrário, parte das regiões que ainda restam a eletrificar são mais distantes, mais isoladas, de acesso mais difícil, menos densas e, para agravar, mais pobres, menos letradas e menos integradas ao resto do país. Superada a barreira do custo inicial, o SFD estará certamente exposto a um cotidiano árduo. É nesta realidade difícil que qualquer mecanismo de implementação da ERFD deverá provar sua robustez.

O insucesso total ou relativo de alguns projetos de eletrificação rural com energia solar fotovoltaica pode ser então atribuído a uma má adaptação da solução tecnológica e do mecanismo de gestão à realidade descentralizada onde devem operar. Esta má adaptação pode ocorrer em qualquer uma das etapas de um programa de ERFD: definição dos objetivos e justificativas; planejamento; financiamento; comprometimento dos participantes; dimensionamento da demanda elétrica; dimensionamento e configuração técnica do sistema; processo de compra dos equipamentos; instalação; qualidade dos equipamentos e da instalação; planejamento da estratégia de reposição de peças defeituosas (principalmente luminárias, baterias e controladores); operação; manutenção preventiva; manutenção de rotina e manutenção corretiva.

A constatação de que a barreira imposta pelo custo inicial dos SFDs não oferece explicação completa para a dificuldade de disseminação da alternativa fotovoltaica de eletrificação e de que é na instalação e, posteriormente, na operação onde residem as causas fundamentais de insucessos, levou à busca de uma estratégia de análise que permitisse extrair dos trabalhos de campo questões relevantes à adaptabilidade da solução tecnológica e do mecanismo de gestão e à garantia de longevidade do projeto de ERFD.

## 2.2. Estratégia de análise dos trabalhos de campo

Com o intuito de caracterizar o problema da ERFD no Brasil sob a ótica mencionada, foram realizados cinco trabalhos de campo em regiões servidas com SFDs, sendo quatro no Brasil e uma na África do Sul (Tabela 2.1).

Como ponto de partida, o processo de escolha dos projetos visitados procurou contemplar os mecanismos de implementação expostos no Quadro 2.1 - à exceção do mecanismo de "venda direta" - de forma a verificar uma possível influência no desempenho global do projeto.

O programa da África do Sul, o único não brasileiro dos trabalhos de campo, foi incluído com o intuito de possibilitar uma visão sobre aspectos relevantes à formalização de procedimentos para este mesmo tipo de eletrificação no Brasil e que não possuía similar em território nacional.

**Tabela 2.1:** Trabalhos de campo contemplando cinco distintos mecanismos de implementação.

Shell-Eskom JV (África do Sul)	<u>tarifa-pelo-serviço</u> , pré-pagamento, empresa dedicada à ERFD com fins lucrativos
CEMIG (Vale do Jequitinhonha)	<u>tarifa-pelo-serviço</u> , empresa de distribuição de energia elétrica, projeto social de pré- eletrificação sem reposição do custo inicial.
COPEL (Barra do Ararapira)	capital inicial a fundo perdido, constituição de micro-empresa de manutenção tipo <u>tarifa-pelo-serviço</u> combinada com venda direta de material de reposição
Alagoas (ex-FTV atualmente assumido pela Eco-Engenho)	Financiamento através do BN a micro-empresário. Locação de equipamentos e manutenção teoricamente a cargo do usuário.
ECOWATT (ex CESP atual ELEKTRO)	"Leasing"

Para as atividades realizadas durante os trabalhos de campo, adotou-se como método a investigação em duas etapas: uma ligada à organização do projeto e outra relacionada à realidade de campo.

A primeira etapa foi realizada através de entrevistas com os participantes "urbanos" do projeto. Durante essas entrevistas era pedido ao entrevistado que expusesse sua visão e sua participação e que delineasse o funcionamento financeiro e institucional do projeto.

A informação obtida nessa etapa permitiu entender:

- mecanismo(s) de viabilização do custo inicial dos SFDs,
- nível de subsídio e condições do financiamento,
- a lógica econômica do projeto, sua saúde financeira e estratégia de cobrança,
- as relações políticas necessárias ao projeto,

- as dificuldades na captação de recursos e viabilização do projeto,
- comprometimento do participante “urbano” com a realidade de campo.

Na segunda etapa foi utilizada a entrevista livre com usuários dos SFDs e com os responsáveis de campo do projeto. Dessas entrevistas foram extraídos os possíveis pontos de ruptura da sustentabilidade dos projetos tais como:

- familiaridade do usuário com o SFD e suas limitações,
- nível de satisfação com o serviço prestado e adequação do sistema,
- conhecimento do usuário e dos técnicos quanto aos procedimentos de manutenção e obtenção do material de reposição,
- clareza quanto à responsabilidade pela manutenção,
- sustentabilidade do esquema de manutenção,
- facilidade de aquisição de material corriqueiro de reposição (por exemplo lâmpadas e reatores),
- capacidade de a família arcar com o custo de investimento do SFD,
- capacidade de a família arcar com o custo operacional do SFD
- percepção quanto ao sinal tarifário da rede.

Nesta segunda etapa de investigações está incluída também a vistoria técnica das instalações e sistemas, com os seguintes passos:

- qualidade geral da instalação,
- adequação do dimensionamento do SFD ao consumo,
- existência de modificações improvisadas nos circuito elétrico<sup>23</sup>,
- presença de controlador de carga operante,
- estado físico da bateria e sua localização no domicílio,
- qualidade e adequação dos usos finais (tomadas e luminárias),
- estado físico e localização do módulo fotovoltaico,
- relação do usuário com a tecnologia do SFD,
- registro fotográfico das observações.

Para cada um dos trabalhos de campo constante na tabela 2.1, as informações recolhidas foram organizadas e analisadas de acordo o seguinte esquema:

1. Antecedentes e Contexto: análise do cenário no qual foi desenhado o projeto e do grau de comprometimento e motivações do(s) agente(s) implementador(es)<sup>24</sup> e sua relação com a sustentabilidade do projeto.

---

<sup>23</sup> Conhecidas pelo termo popular “gambiaras”.

<sup>24</sup> Agente Implementador: empresa ou organização que coordena (lidera) a implementação do projeto ou programa.

2. Processo de introdução da ERFD: análise da introdução do SFD como alternativa de atendimento elétrico, com ênfase na qualidade das informações passadas aos usuários e na forma como isto foi realizado.
3. Adequação da solução tecnológica: estudo da adequação do SFD instalado às necessidades e expectativas dos usuários sob o ponto de vista técnico (justeza do dimensionamento, qualidade da instalação, estado físico dos componentes, etc.) e também sob o ponto de vista da familiaridade do usuário com o SFD.
4. Modelo de gestão e operação: a gestão e operação de um projeto de ERFD inclui os procedimentos físicos de manutenção, a divisão de responsabilidades, a presteza e capacidade do agente responsável em reparar defeitos e a forma de captação de recursos para financiamento da operação e manutenção. Neste item, a análise dividiu a manutenção em três tipos - a preventiva, a corriqueira e a corretiva. A manutenção corriqueira significa troca de itens defeituosos devido ao desgaste normal (reatores, lâmpadas e baterias) e a corretiva, o reparo de peças que apresentam defeitos não decorrentes do uso normal do SFD.
5. Funcionamento financeiro e nível de subsídio: análise da replicabilidade da estratégia do agente implementador para captar recursos, da expectativa de retorno financeiro, da forma de repasse para o usuário e do montante subsidiado (ou financiado em condições facilitadas).
6. Adequação do valor da despesa com o SFD: No caso de projetos que incluem desembolso periódico, procurou-se identificar a adequação do valor desembolsado à realidade do usuário. Neste sentido a satisfação com o serviço prestado pelo SFD, a capacidade real de pagamento<sup>25</sup> e o sinal tarifário da rede são as componentes dominantes.

### **2.3. África do Sul**

O governo democrático da África do Sul decidiu pela universalização do atendimento elétrico no país. Para tanto deu passos no sentido de alocar recursos, criar um marco regulatório e fomentar a ERFD como alternativa complementar à extensão de rede.

Os sul-africanos tocaram em várias dimensões da questão: formalizaram o marco regulatório *off-grid* (“fora-da-rede”) através da agência reguladora; dividiram o país em áreas de concessão

---

<sup>25</sup> Ou seja, a capacidade real de a família arcar com a despesa “elétrica” a qual inclui: a renda monetária e não monetária, despesas imprescindíveis e ajuste entre a periodicidade dos desembolsos e dos ganhos.

fora-da-rede e conduziram o processo de licitação destas áreas; obtiveram financiamento farto para implementar o programa e montaram um esquema de pré-pagamento que resolveria, em tese, a questão da tarifação do serviço e da responsabilidade de manutenção.

Apesar de iniciada em 1999, a implementação efetiva do programa de ERFD sul africano enfrenta dificuldades ainda em sua “etapa urbana”<sup>26</sup>, como explicado a seguir. Além disto, na província de *Eastern Cape*, onde a *Joint Venture* (JV) da Shell Renewables com a Eskom<sup>27</sup> já havia iniciado a operação de venda do serviço de eletricidade com SFD, dos 50.000 domicílios previstos, apenas 6.000 foram contemplados e destes, após dois anos de funcionamento, menos de 50% continua pagando regularmente.

### 2.3.1. Antecedentes e Contexto do Programa Sul-africano de ERFD

Após o retorno do país ao regime democrático em 1994, quando foi oficialmente extinto o *Apartheid* e foram realizadas eleições gerais, o governo sul-africano passou a priorizar uma política de diminuição das desigualdes entre brancos e negros. Esta política, refletida ao setor elétrico, fica evidenciada no *White Paper on Energy Policy* (DME, 1998) publicado em 1998, cuja primeira versão data de 1995, logo após a posse do Presidente Nelson Mandela, pertencente ao ANC<sup>28</sup>:

*"Energy services for low income households have not been adequate, since previous governments' emphasis was to create a modern industrial urban society to meet the needs of the industrial sector and privileged white minority."* (DME, 1998: 9)

*"...government is committed to implementing reasonable legislative and other measures, within its available resources, to progressively realising the goal of universal household access to electricity."* (DME, 1998: 12)

Na esteira do novo regime democrático, foram feitas 2,5 milhões de novas ligações à rede elétrica no período de 1994 a 1999<sup>29</sup>, elevando o índice nacional de eletrificação de 36% para 67%. O financiamento do programa de eletrificação via rede ficou a cargo da concessionária nacional de energia elétrica, a Eskom, que realizou diretamente 1,8 milhões de novas ligações e disponibilizou parte dos fundos para outras 700 mil a cargo das municipalidades (*local authorities*)<sup>30</sup>.

---

<sup>26</sup> Etapa de negociações, contratos, definição de estratégias e objetivos, arranjo financeiro, etc.

<sup>27</sup> Empresa concessionária do serviço de energia elétrica a nível nacional.

<sup>28</sup> *African National Congress* (ANC), partido político mantido na ilegalidade durante o regime do *Apartheid*, que figura como principal líder de resistência e luta contra o Estado discriminador branco.

<sup>29</sup> O total de ligações é a soma da situação urbana com a rural.

<sup>30</sup> Comunicação pessoal em entrevista concedida pelo Dr Wolsey Barnard, *General Manager (Regulation B)* do *National Electricity Regulator* (NER) em 08/05/2001, Pretoria, África do Sul.



Esta alocação de fundos foi possível graças à isenção de impostos de que se beneficia a Eskom<sup>31</sup> e a um aumento nas tarifas de geração, ou seja, o custo da eletrificação da população de baixa renda foi repassado para todo o conjunto de consumidores. O montante relativo às municipalidades é colocado em um fundo, o NEF (*National Electrification Fund*), gerenciado pelo NER (*National Electricity Regulator*) em conjunto com o banco de desenvolvimento DBSA (*Development Bank of South Africa*).

O custo médio de cada nova ligação dentro dos cinco anos do programa nacional de eletrificação resultou em R3.000 (U\$400)<sup>32</sup>. Os montantes totais envolvidos, bem como o número anual de ligações, podem ser verificados na tabela 2.2.

Foram gastos aproximadamente um bilhão de *Rands* (U\$133 milhões) anuais. As novas ligações nas áreas atendidas pela Eskom apresentaram custo crescente, uma vez que essas áreas correspondem preponderantemente às regiões rurais (as urbanas são atendidas pelas *local authorities*), onde há necessidade de expansão e reforço da rede e baixa expectativa de demanda (menor que 50kWh/mês segundo pesquisa do DME).

**Tabela 2.2:** Total de ligações e custos anuais do programa sul-africano.

<b>Ano</b>	<b>Ligações Eskom</b>	<b>Despesa Eskom (Rx10<sup>6</sup>)</b>	<b>NEF (Rx10<sup>6</sup>)</b>	<b>Ligações local authorities (R)</b>
1994 -1996	885.806	2.658	--	--
1997	274.345	867	300	--
1998	280.977	845	315	400.000
1999	293.006	850	329	300.000
<b>Total</b>	<b>1.734.134</b>	<b>6.164 (U\$822 milhões)</b>		<b>700.000</b>

A Eskom, ao embarcar em um programa de eletrificação sem expectativas de realização de lucros, resolveu limitar os investimentos (na verdade subsídios<sup>33</sup>) aos R3.000 por ligação. Isto, refletido às áreas rurais, gerou um critério de decisão: visto que o custo de expansão de 1km de rede está estimado em R60.000 (U\$8.000), então o atendimento via rede, mantido o subsídio, só é viável a partir de 20 consumidores por km de rede.<sup>34</sup>

<sup>31</sup> Esta situação está na iminência de mudar e a Eskom passará a contribuir com o fisco tanto quanto outras empresas de prestação de serviços.

<sup>32</sup> A moeda local na África do Sul é o Rand (R) cuja cotação em relação ao dólar americano em junho/2001 era de U\$1 = R7,5.

<sup>33</sup> A arrecadação média mensal de R27 por consumidor cobre apenas marginalmente o custo operacional de R19, calculado sem considerar depreciação ou juro. (ESKOM, 1999)

<sup>34</sup> Comunicação pessoal em entrevista concedida pelo Dr Isak Kotsé, Director: Electrification do Department of Minerals and Energy (DME) em 11/05/2001, Pretoria, África do Sul.

No final de 1999, respeitando o critério dos R\$3.000/ligação, aproximadamente 85% dos domicílios urbanos haviam sido eletrificados enquanto a estatística para áreas rurais era de 45%.

Restava ainda um total de 2,9 milhões de domicílios a serem conectados de forma a atingir o acesso universal à energia elétrica na África do Sul, cuja população é de 43 milhões de habitantes. No Brasil, para fins de comparação, há 170 milhões de habitantes, uma estimativa de déficit de 3,12 milhões de domicílios – divididos em 2,17 milhões rurais e 0,96 milhões urbanos - e taxa de eletrificação rural de 70,6% (IBGE/CENSO, 2000).

A expectativa de custos crescentes e o grande número de domicílios ainda não eletrificados, aliados a outros fatores de ordem política, institucional e financeira, fizeram com que o DME lançasse em fevereiro de 1999 um edital público chamando o setor privado a participar de parcerias público-privadas (PPPs) na concessão de áreas de exploração do serviço de eletrificação fora da rede (AITKEN, 2000).

O modelo de PPPs para a energia na área rural ou modelo ESCO (*Energy Service Company*) é a transcrição para a seara da eletrificação rural descentralizada da tendência mundial, capitaneada pelo Fundo Monetário Internacional e pelo Banco Mundial, de incluir o setor privado em áreas até então de domínio público, gerando prestadores privados de serviço, em geral monopólios, sujeitos a compromissos contratuais e regulação. O modelo ESCO pode também ser encontrado na Argentina, no Benin e no Togo, onde contam com apoio do GEF (*Global Environmental Facility*) (MARTINOT *et alli*, 2000).

De acordo com o modelo ESCO sul africano, os consórcios que recebem a concessão para atuar em uma determinada área têm a obrigação de prover o serviço de energia elétrica, garantindo a continuidade do fornecimento contra pagamento de tarifa. No edital sul-fricano fica estabelecido ainda que o setor público arcaria, na forma de subsídio ao investimento inicial, com parte dos custos. Não fica determinada no edital a forma de pagamento do serviço nem a tecnologia de fornecimento.

No entanto, a opção tecnológica majoritária foram os sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFDs) e o conceito de pagamento, aquele da tarifa pelo serviço ou, como conhecido na literatura, *fee for service*.

A viabilização dos subsídios viria através do NER, que alocaria parte do NEF para as iniciativas fora-da-rede. A escolha do modelo de concessionárias de energia rural, ou *utility route*, deu-se principalmente devido ao insucesso de uma tentativa anterior (em 1996) de se

utilizar uma via totalmente privada para a difusão de sistemas descentralizados de eletrificação baseados em energia renovável.

Em maio de 1999 foram escolhidos 7 dos 27 consórcios que se apresentaram ao edital para receberem o direito de exploração do serviço em sete áreas distintas. Na realidade, não houve real eliminação de competidores e sim um rearranjo entre eles com desistência de alguns.<sup>35</sup> Após a primeira rodada de pré-concessões, houve mais uma desistência, restando seis consórcios e uma área ainda em negociação.

A África do Sul está dividida em nove províncias (figura 2.1) e em três delas (*Northern Province*, *Eastern Cape* e *KwaZulu-Natal*) houve a pré-concessão<sup>36</sup> do serviço de eletrificação fora-da-rede (*Non-grid Eletrification*) a seis consórcios diferentes (agora denominados "*Non-grid Energy Service Provider*"), conforme a figura 2.2.

O arranjo institucional dessas concessões é bastante complicado e está na origem de parte dos problemas que tem enfrentado a implementação definitiva do modelo.

O contrato regulamentando o serviço energético fora-da-rede (*Non-grid Energy Service Contract*) deve ser assinado entre a Eskom e o provedor de serviço fora-da-rede (*Non-grid Energy Service Provider*), uma vez que ficou estabelecido que a Eskom é o agente do governo para este fim<sup>37</sup>.

A concessão da área de atuação é dada pela Eskom com o acordo do NER<sup>38</sup>. Após a concessão, o provedor de serviço fora-da-rede tem ainda de obter as áreas de permissão contidas na área de atuação. Nestas áreas de permissão ele poderá efetivamente instalar sua infra-estrutura e habilitar-se para receber o subsídio. As áreas de permissão são aprovadas pela Eskom caso julgadas comercialmente viáveis e em consonância com o plano de negócios submetido pelo provedor de serviço fora-da-rede e aprovado pelo NER.<sup>39</sup>

---

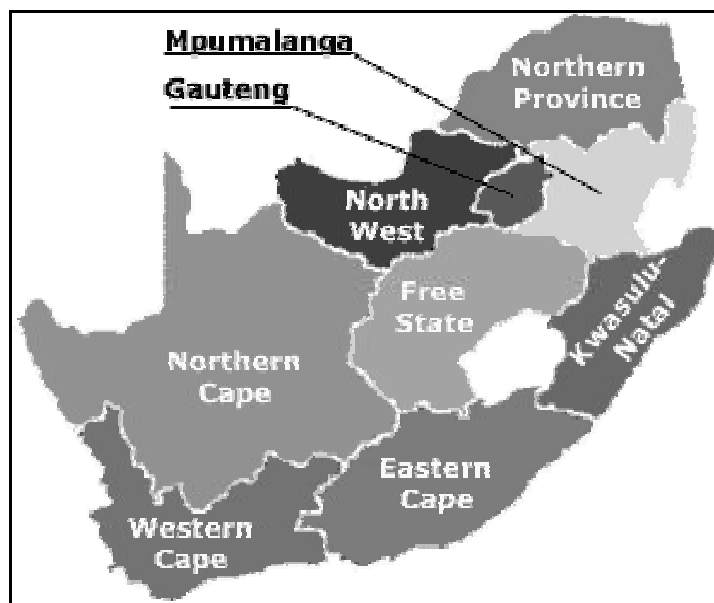
<sup>35</sup> Comunicação pessoal em entrevista concedida pela Sra Vicky Mundell, *Director* da EDF (*Électricité de France - Southern Africa*) em 30/05/2001, Sandton, África do Sul.

<sup>36</sup> Pré-concessão porque mesmo após dois anos do edital, ainda não há contrato definitivo assinado, somente uma carta de intenções.

<sup>37</sup> "ESKOM undertakes the function of entering into and administering Non-Grid Contracts with Non-Grid Service providers on behalf of Government" (NER, 2001: 1).

<sup>38</sup> Concession shall mean the right granted to the Non-Grid Service Provider by ESKOM in agreement with the National Electricity Regulator (NER) to establish and operate a non-grid energy services utility in the Non-Grid Area (NER, 2001: 2,3)

<sup>39</sup> "Permission Area" means the area or areas approved by ESKOM, that are commercially viable and in line with the business plan of the Service Provider and approved by the National Electricity Regulator as the area in which the Non-Grid Service Provider may annually stablish and operate Non-Grid Electricity Systems in order to receive a subsidy. (NER, 2001: 4)



Fonte: <http://www.africadosul-consp.org.br>

**Figura 2.1:** A África do Sul e suas nove províncias.

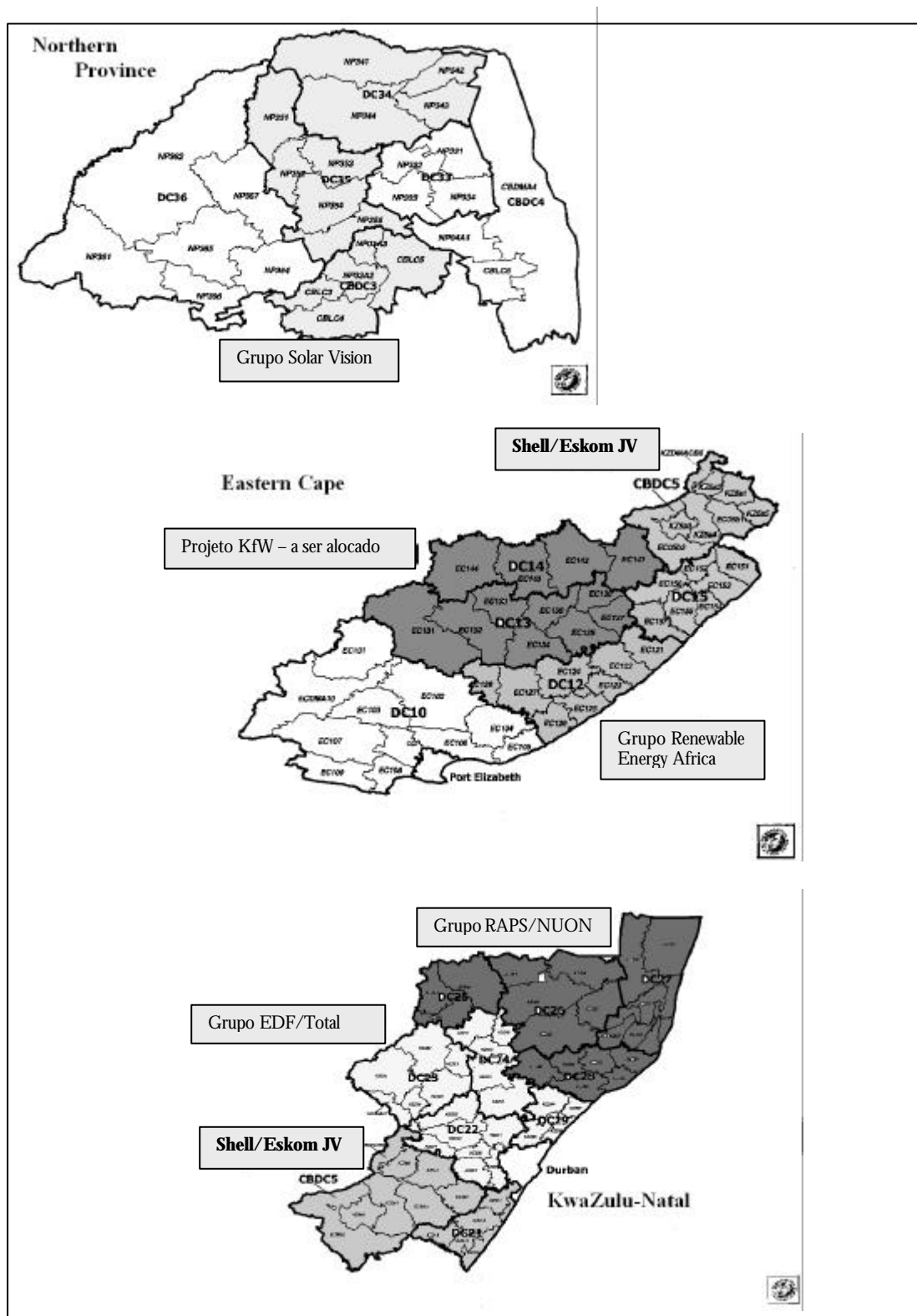
Vários problemas decorrem deste arranjo financeiro e institucional:

- há um claro conflito de interesses entre a Eskom e os provedores fora da rede, pois, apesar de existir o critério dos R3.000 por ligação, quando analisado localmente, o mercado de cada um dos contratantes não está claro e surgem disputas acirradas e de difícil solução,
- a falta ou extrema volatilidade dos planos de médio prazo de expansão da rede dificulta a negociação com as comunidades, que ficam perdidas entre os vários agentes implementadores da eletrificação. Isto traz um outro ponto de difícil negociação: caso a rede chegue em uma área de permissão fora-da-rede antes do previsto, quem paga o prejuízo do provedor? (BANKS, 2001),
- falta de definição quanto aos domicílios que estão localizados próximos à rede mas que não têm eletricidade e não estão nos planos de expansão da Eskom,
- indefinição quanto ao nível de subsídio. Existe a orientação de que seja igual ao subsídio em capital oferecido às ligações à rede, ou seja, R3.000. No entanto, os provedores de serviço fora da rede alegam que necessitam também de subsídio para seus custos operacionais. O impasse ainda não estava resolvido em junho de 2001,
- em se mantendo o nível de subsídio em R3.000, a tarifa resultante não atrai o mercado fora-da-rede preconizado (~ 50.000 domicílios por concessão),

- esta tarifa, calculada pelos *Non-grid Energy Service Providers* e sujeita à aprovação do NER, é composta da amortização do investimento inicial, estimativa dos custos de operação, taxas e do subsídio governamental (~R3.000). O valor de tarifa resultante somente é acessível a uma pequena parte "abastada" da população rural, composta basicamente de aposentados, professores, pequenos comerciantes ou empregados do governo, como enfermeiros e policiais civis. O acesso universal, preconizado na legislação, não fica, portanto, garantido.
- o setor elétrico sul africano está passando por profundas mudanças estruturais. A Eskom deixará de ser o distribuidor nacional de energia elétrica em áreas rurais, tomando seu lugar os RED (*Regional Electricity Distributors*), ou seja, distribuidores regionais de energia elétrica. Em vista disto, questiona-se a validade do contrato assinado após esta reestruturação<sup>40</sup>.

---

<sup>40</sup> Comunicação pessoal em entrevista concedida pelo Dr Douglas Banks, *Director da RAPS (Rural Area Power Solutions (PTY) LTD)* em 29/05/2001, Pretoria, África do Sul.



Fonte: <http://www.ner.org.za/>

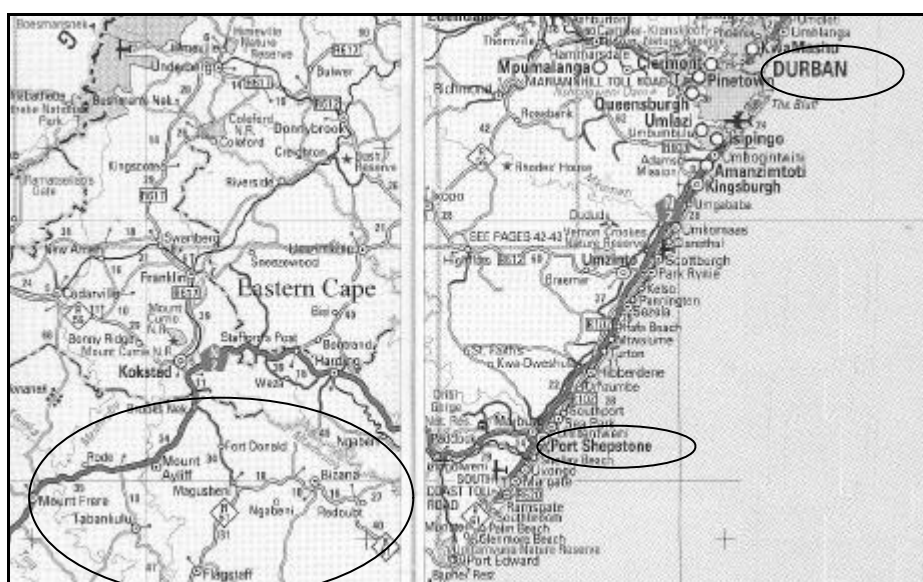
**Figura 2.2:** Províncias Sul Africanas e respectivas empresas concessionárias do serviço de eletrificação fora da rede.

### 2.3.2. Antecedentes e Contexto da Iniciativa Shell-Eskom

A concessionária de serviços fora-de-rede formada pela *Joint Venture* (JV) da Shell Renewables com a própria Eskom, denominada Shell-Eskom, começou a operar antes mesmo do edital e de pré-concessão de áreas. Sua forma de atuação chegou a influenciar o próprio edital. A Eskom participou do investimento inicial e retirou-se em seguida da operação.

Foi adotado o esquema de tarifa-pelo-serviço com um sistema de pré-pagamento através de cartões magnéticos, à semelhança daquele já utilizado no programa de eletrificação via rede da Eskom.

A estrutura física da JV consta de um escritório sede na cidade de Port Shepstone, distante 100 km ao sul de Durban e acessível por rodovia pavimentada de boa qualidade, além de seis escritórios regionais ou RESCOs (*Regional Energy Service Company*) (Figura 2.3).

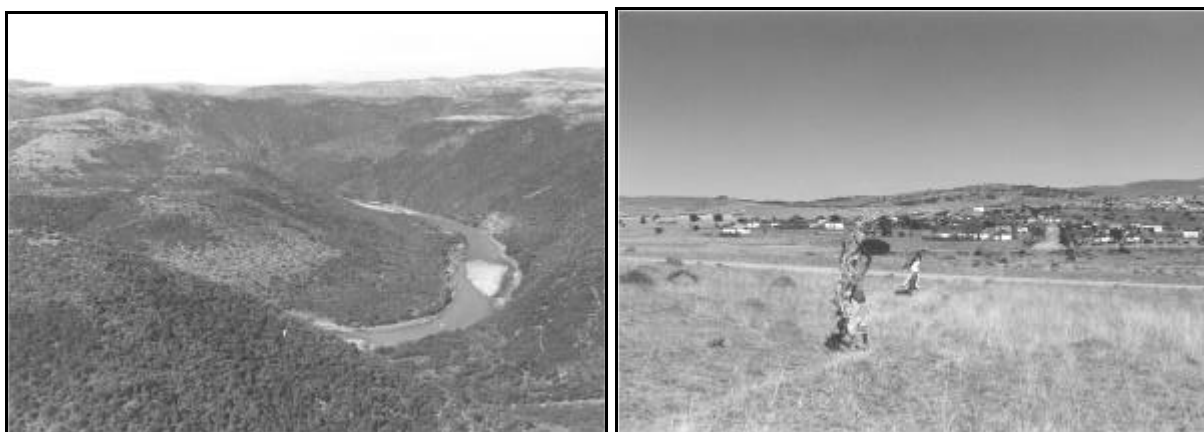


**Figura 2.3:** Área de concessão da Shell-Eskom, escritórios regionais e sede (Mount Frere, Tabankulu, Mount Ayliff, Flagstaff e Port Shepstone) e a cidade de Durban.

Os cartões magnéticos de pré pagamento são adquiridos nas “*spazas shops*” (pequenos negócios de venda de víveres de primeira necessidade) ou no RESCO. Os RESCOs coordenam, através de um gerente de área e de um auxiliar de escritório, o trabalho de manutenção, o transporte de peças de reposição e o recolhimento da arrecadação. Uma equipe de inspetores de campo e inspetores seniores realizam fisicamente os reparos.

O plano de negócios inicial pressupunha desnecessário o subsídio governamental, uma vez que o custo de investimento fora coberto 50% pela Shell e 50% pela Eskom.

Em 24 de fevereiro de 1999 o Presidente Mandela inaugurou a primeira fase (6.000 SFDs) do projeto de eletrificação rural fotovoltaica de R150 milhões (para um total de 50.000 sistemas) na localidade de Bhipa, distrito de Flagstaff na Província de Eastern Cape (Figura 2.3).



**Figura 2.4:** Paisagens típicas da província de Eastern Cape.

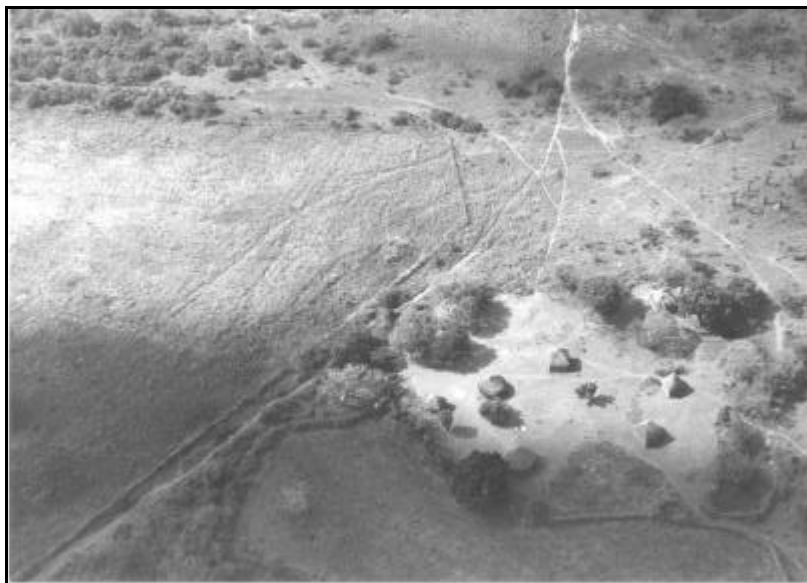
Em seu discurso de inauguração o Presidente Nelson Mandela coloca que "*in the RDP, our Reconstruction and Development Programme, electrification is central to improving the lives of those neglected by the apartheid*" (MANDELA, 1999). Esta colocação ressalta a importância auferida ao projeto e realça as expectativas de um futuro brilhante para uma região (figura 2.4) habitada essencialmente por negros da etnia Xhosa<sup>41</sup>, de vegetação ressequida, cuja atividade principal é o cultivo de subsistência do milho e o pastoreio de algumas poucas cabeças de gado.

Diferente das zonas não eletrificadas brasileiras, o Eastern Cape é densamente povoado, como pode ser observado na figura 2.4. O domicílio tradicional sul africano não é composto por um único prédio mas sim por um conjunto de prédios, cada um com sua função. A família agrupa-se em torno da casa dos pais e avós, formando os *Homesteads*, conforme figura 2.5.

---

<sup>41</sup> Xhosa é uma das raças negras que compõe o mosaico de culturas negras na África do Sul e é preponderante na província de *Eastern Cape*. Os Xhosa junto com os Zulus, Tswana e Bapedi constituem mais de 70% da população negra sul-africana.





**Figura 2.5:** Residência típica de uma família rural sul-africana - *Homestead*.

Ao iniciar operações, a JV supunha ter resolvido o dilema de arrecadação pelo serviço com o uso da tecnologia de pré-pagamento através de cartões e do envolvimento de pequenos comerciantes (conhecidos como "*spaza shops*") e da população local. A introdução do dispositivo SmartSwitch™ - que impede a retirada indevida de partes do equipamento - era considerada a garantia ao capital imobilizado na forma de SFDs.

A presença do Presidente Nelson Mandela na inauguração do projeto foi positiva para a obtenção do apoio da população. Havia a certeza de que o investimento resultaria em retorno financeiro à JV e de que o mecanismo de gestão, bem como a tecnologia, poderiam ser replicados e exportados.

O agente implementador - no caso a Shell - estava altamente comprometido com o sucesso do projeto uma vez que apostou na tecnologia e no marketing internacional resultante de um projeto para benefício da população mais carente do terceiro mundo<sup>42</sup>. Este fato justifica continuarem investindo mesmo depois que a operação, tal como imaginada no plano de negócios inicial, resultou bastante deficitária e insustentável.

---

<sup>42</sup> Este projeto "transformou-se em questão de honra" disse em entrevista a Sra Elize Gothrad, Gerente de Marketing da Shell Solar, em 17/05/2001, Durban, África do Sul..

### 2.3.3. Processo de introdução da ERFD

A comercialização dos sistemas fotovoltaicos foi realizada sob forte pressão para que a meta de 6.000 SFDs fosse alcançada. Houve a contratação de agentes locais de comercialização que, na ânsia de vender sistemas e atingir metas em um mercado na realidade retraído dada a taxa de instalação de R150 e o preço de R52 pelo cartão magnético de pré-pagamento, espalharam-se por uma vasta área na busca de usuários.

A dispersão dos sistemas instalados representa grandes distâncias a serem percorridas para garantir a manutenção técnica dos sistemas e o recolhimento da arrecadação. Também representa a necessidade de envolvimento de um grande número de pessoas, entre instaladores, inspetores, *spazas shops*, auxiliares de escritório e gerentes de área num complexo de relações ainda não amadurecido e não otimizado. Segundo relato do Gerente Geral da JV e da representante da Shell Solar, teria sido melhor começar a operação com menos sistemas, envolvendo menos gente, em uma área reduzida, de forma a evoluir e otimizar o modelo de implementação (*delivery model*), evitando parte das perdas financeiras decorrentes de fraude e a utilização de agentes não adequados.

Além do inconveniente territorial, os agentes comercializadores venderam sistemas fora da área de atuação da JV, receberam a taxa de instalação e não a repassaram. Ainda hoje, decorridos dois anos, a JV recebe reclamações de usuários requisitando seus sistemas pagos e não entregues. A falta de clareza durante o processo de comercialização suscitou também diversos mal entendidos com relação ao funcionamento dos SFDs e ao serviço por eles prestado.

Durante a fase de instalação, houve recrutamento de pessoal especializado junto às comunidades (dentro de uma política maior de desenvolvimento regional), o que se demonstrou tarefa árdua. Durante todo o período do *Apartheid* foi negada à população negra educação formal de qualidade. Apesar de existirem alguns profissionais capacitados, a maior parte foi recrutada dentre os desfavorecidos, tornando difícil ou mesmo inócua o tipo de capacitação utilizado - palestras teóricas e aulas práticas para grupos. O resultado foram instalações de má qualidade e a ausência de instruções orais confiáveis para os futuros usuários.

Houve a preocupação por parte da JV de produzir um manual de instruções na língua predominante em *Eastern Cape*, o Xhosa (ESKOM-SHELL, 2000). No entanto, este manual não foi um eficiente instrumento de esclarecimento, visto que parte da população é iletrada e

que tiveram mais peso as informações orais passadas pelos agentes comercializadores, instaladores e outros funcionários da JV.

#### 2.3.4. Adequação da solução tecnológica

O PowerHouse™ foi desenvolvido pela Shell Solar em cooperação com uma empresa sul-africana, a Conlog. Consiste de módulo fotovoltaico, controlador de carga e bateria além dos dispositivos de segurança e de pré-pagamento. Enquanto a Shell Solar fornece os módulos, a Conlog encapsula o dispositivo de segurança na bateria, fabrica a unidade de controle (onde estão a bateria, o leitor de cartões de pré-pagamento<sup>43</sup>, o controlador de carga da bateria e de uso do sistema) e fornece o dispositivo de segurança para ser encapsulado nos módulos Shell (figura 2.6).

Durante a comercialização, o usuário que pôde desembolsar R150 de taxa de instalação teve instalado em seu domicílio um PowerHouse™ composto de um módulo de 50Wp e um acumulador de 95Ah contido na unidade de controle.

De acordo com o manual (ESKOM-SHELL, 2000), este sistema é capaz de fornecer energia diária para quatro pontos de luz (três internos de 7W e um externo de 5W), três horas de uma TV P&B de 35W e 10 horas de rádio-cassete. Ainda o mesmo manual afirma que o sistema tem três dias de autonomia e, caso não haja reposição da carga, no quarto dia a unidade de controle libera corrente somente para um ponto de luz (1A). Caso a bateria descarregue-se até o limite inferior imposto pelo controlador, levará 4 dias de Sol pleno para repor a carga.



**Figura 2.6:** PowerHouse™: módulo fotovoltaico e unidades de controle em estoque.

---

<sup>43</sup> A Conlog está também envolvida na fabricação dos medidores com pré-pagamento utilizados pela Eskom e pelas outras distribuidoras municipais nas ligações à rede.

O dispositivo de segurança ou SmartSwich™ está presente tanto no módulo fotovoltaico quanto na bateria e comunica-se com a unidade de controle, visando tornar os diversos componentes um conjunto único. Ou seja, em caso de remoção indevida do equipamento (bateria ou módulo), ele abre uma chave interna, isolando os contatos do equipamento em questão. Outro item de segurança é a ausência de terminais na bateria, visando dificultar seu uso para outras funções (por exemplo em automóveis) ou o recarregamento em paralelo de outra bateria (Figura 2.7).



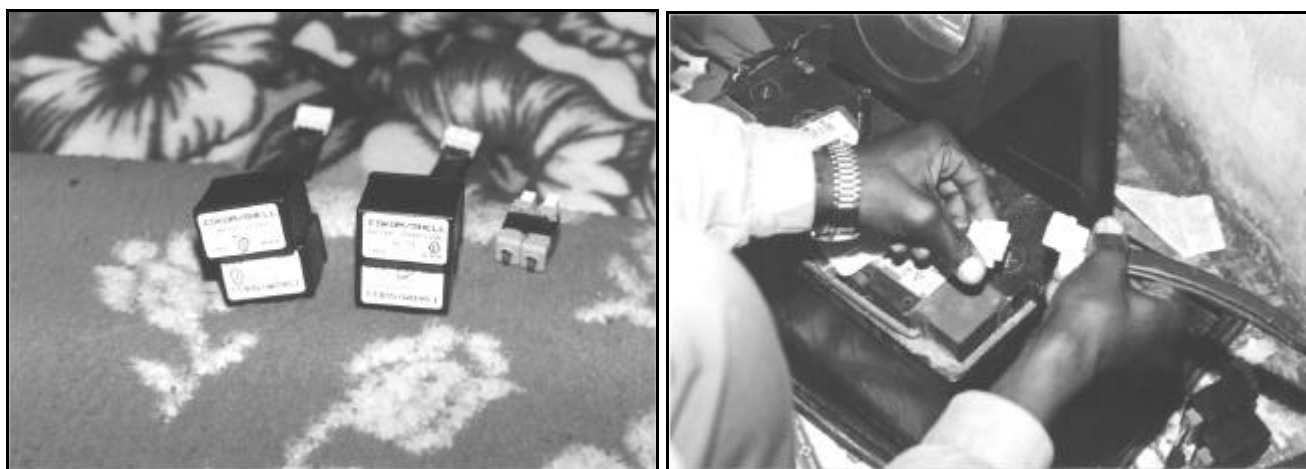
**Figura 2.7:** Bateria sem bornes com SmartSwitch™ embutido e dispositivos de controle do SmartSwitch™.

A preocupação com o roubo de equipamentos fotovoltaicos na África do Sul surgiu após um fracassado projeto de eletrificação de escolas, capitaneado pela Eskom e financiado pela Comunidade Européia. Quase a totalidade dos equipamentos instalados foram subtraídos indevidamente após alguns meses e as polícias locais não conseguiram localizá-los. Este fato criou nos "profissionais fotovoltaicos" a certeza de que qualquer projeto de eletrificação teria de garantir a segurança dos equipamentos. No caso da Shell-Eskom, a propriedade dos módulos, bateria, unidade de controle e das lâmpadas é da JV e deveriam estar absolutamente protegidos contra roubo.

Notou-se, no entanto, durante a pesquisa em *Eastern Cape*, que as escolas que haviam sido saqueadas não ofereciam aulas noturnas e a eletricidade disponível não estava sendo aproveitada para outro fim que não iluminação diurna. Aparentemente a comunidade não viu a energia solar na escola como vantajosa e resolveu tirar melhor proveito.

Diante dos problemas e custos operacionais decorrentes do uso do SmartSwitch™ (descritos a seguir) seria então recomendável uma avaliação de sua real utilidade.

Quando o SmartSwitch™ isola um equipamento (módulo ou bateria) indevidamente, seja por falha definitiva ou falha passível de reinicialização, a tarefa de identificar as razões da falha de um sistema é do inspetor. Caso a falha não seja óbvia, como por exemplo uma lâmpada queimada ou um cartão defeituoso, o inspetor não consegue identificar de imediato e é obrigado a apelar para o inspetor sênior, possuidor do instrumento decodificador (figura 2.8).



**Figura 2.8:** Instrumento decodificador ou "the device".

Este decodificador verifica o estado do SmartSwitch™ (ligado, desligado ou em repouso) tanto do módulo quanto da bateria e é capaz de reinicializar o processo de comunicação do módulo e da bateria à unidade de controle. O procedimento leva em média meia hora para ser realizado. Após reinicializado o sistema, o inspetor sênior deve inserir um cartão especial, concedendo créditos extras equivalentes ao número de dias com o sistema parado.

A razão pela qual esses decodificadores são de responsabilidade exclusiva dos inspetores sêniores é a possibilidade que eles oferecem de burlar o pré-pagamento e de remover indevidamente o sistema.

Caso o decodificador não resolva o problema e haja falha definitiva no dispositivo de segurança, o equipamento deve ser retirado e encaminhado para a RESCO e de lá para a sede em Port Shepstone.

A falha do dispositivo de segurança do módulo somente será notada pelo usuário quando a bateria houver descarregado até o limite inferior de tensão imposto pela unidade de controle.

Entre a comunicação de defeito na *spaza shop*, a vinda do inspetor de campo e posteriormente do inspetor sênior, a retirada do módulo pelo gerente de área ou por um agente contratado e a substituição do equipamento defeituoso, podem decorrer 30 dias ou mais, segundo relatório de manutenções consultado no RESCO de *Mount Ayliff*. Durante esse tempo a bateria, que já estava descarregada, continua perdendo carga através da alimentação da unidade de controle. Nesta situação há sobrecarga da bateria e, em muitos casos, morte prematura e necessidade de substituição. Não é possível reparar o SmartSwitch™ de um módulo defeituoso, pois o dispositivo de segurança está encapsulado junto às células fotovoltaicas do módulo.

Caso o problema esteja no dispositivo SmartSwitch™ da bateria, o caminho entre a comunicação do defeito e o reparo é o mesmo. A JV incorre ainda no custo não reembolsável de envio da bateria defeituosa para a empresa fabricante Conlog em Durban e no pagamento do frete de retorno desta bateria para Port Shepstone.

Não há dados suficientes para cálculo do custo real para a JV de um módulo ou de uma bateria defeituoso(a). A estimativa é que, da retirada do equipamento ao reparo e substituição, a JV deva gastar em torno de 40% (R1.400 ou ~US\$200) do custo inicial do PowerHouse™ entre pagamento de pessoal, transporte, compra de bateria nova e receita não apurada.

O dispositivo de pré-pagamento está incorporado na unidade de controle e consiste de um leitor de cartão magnético e de um circuito de memória e controle do uso. O cartão magnético, uma vez inserido na unidade de controle, libera o sistema para 30 dias de uso e pode ser retirado depois de processada a leitura (figura 2.9).



**Figura 2.9:** Unidade de controle, Dispositivo de pré-pagamento e cartão magnético.

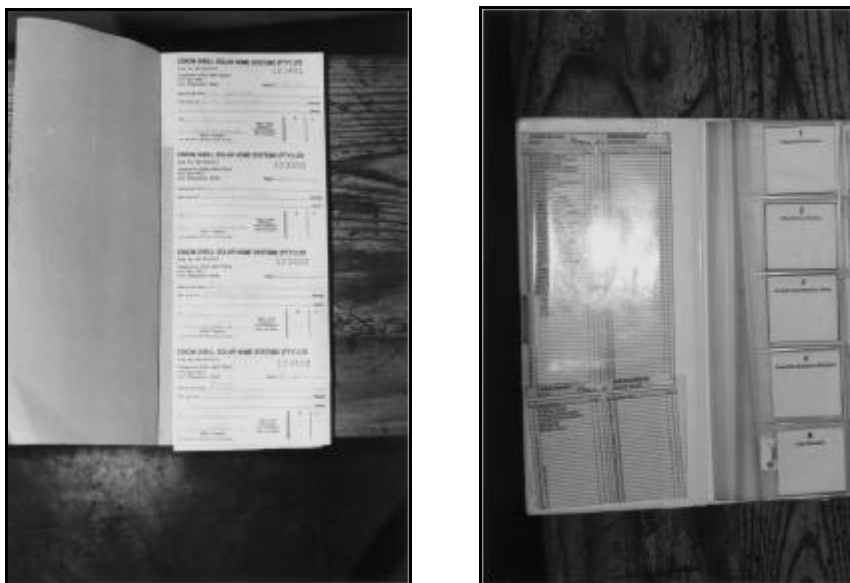
Na unidade de controle, o usuário do PowerHouse™ encontra indicadores luminosos (*leds*) do estado de carga da bateria, da intensidade de recarga da bateria e do número de dias antes do corte por falta de crédito. O painel indicador pode ser identificado na figura 2.9.

A inserção de um novo cartão magnético deve anteceder o corte por falta de créditos, pois o número de dias com o sistema parado é descontado. Assim, se o usuário atrasar trinta dias para repor os créditos, será obrigado a inserir dois cartões, um para cobrir os dias parados e outro para liberar o sistema por mais 30 dias. Esta relação entre o usuário e o sistema caracteriza o pagamento de aluguel, onde a locadora é a JV, detentora da propriedade dos equipamentos, e o usuário, o locatário. A relação locatário-locador descaracteriza a JV como provedor de serviço público credenciado a receber subsídios governamentais.

Além disto, o usuário não entende e não aceita o fato de ser obrigado a pagar pelo SFD mesmo no caso de não utilização, com o agravante de que este fato não se reproduz no caso de uma ligação à rede. Ainda, a não compra de um cartão está geralmente ligada à incapacidade de pagamento e, conseqüentemente, a chance desse usuário inadimplente quitar sua dívida torna-se mais remota.

Os cartões magnéticos de pré-pagamento podem ser adquiridos na *spaza shop* credenciada de uma determinada zona (cada RESCO controla de 6 a 9 zonas). Essas *spaza shops* funcionam como agências de arrecadação, são treinadas a manter o controle das aquisições de cartão, realizam a contabilidade e prestam contas ao agente da JV. Recebem para tanto R2 por operação de venda.

Mediante a quantia de R52 o usuário adquire um cartão personalizado, entrega um colante com o código de barras identificador de seu sistema e recebe um comprovante (figura 2.10). Este comprovante será posteriormente necessário no momento de algum procedimento de manutenção. O esquema de colante com código de barras e recibos foi necessário para evitar fraudes e confusões tanto das *spaza shops* quanto dos usuários.



**Figura 2.10:** Instrumentos de controle de fluxo de caixa utilizados pelas *spaza shops*: livro de recibo e lista dos inscritos com arquivo nominal dos cartões magnéticos.

A realidade das *spazas shops* foge ao modelo esperado. Elas vivem o estado de penúria do entorno e vários depoimentos atestaram que utilizam, por vezes, o caixa da JV para realizar compras de mercadoria para seu próprio negócio ou para sua família. Além disso, os donos de *spazas shops*, em geral referências em suas comunidades, compadecem-se da situação de famílias que não conseguem arcar com a despesa energética em um determinado mês e acabam vendendo fiado para evitar que aquela família fique sem luz e ainda tenha de pagar os dias parados.

A falta de crédito ocasiona o corte no fornecimento e, nesse caso, a bateria deixa de ser carregada<sup>44</sup>. Tal como ocorre no problema de falha do SmartSwitch™, uma pequena descarga continua através da unidade de controle, até o ponto em que se instalam danos definitivos por sobrecarga e há a morte precoce da bateria. Mesmo que o usuário venha a comprar os cartões necessários à reposição dos créditos, a tensão nos terminais da bateria torna-se insuficiente para alimentar o leitor de cartões.

Há ainda a possibilidade de cartões magnéticos defeituosos. O usuário não consegue identificar este como sendo o problema e chama o inspetor. A troca de um cartão defeituoso não pode ser efetuada na *spaza shop*. Se o intervalo entre o defeito e a solução for muito longo,

---

<sup>44</sup> Este fato está sendo corrigido na segunda versão da unidade de controle, que deverá substituir as 6.000 unidades instaladas.



a bateria pode sofrer danos irreversíveis. Para minimizar este problema, os inspetores possuem cartões de curta duração (menor que 30 dias), também utilizados durante o comissionamento dos sistemas. Há relatos de que esses cartões transformaram-se em mercadorias nas mãos de alguns inspetores e gerentes de área menos escrupulosos.

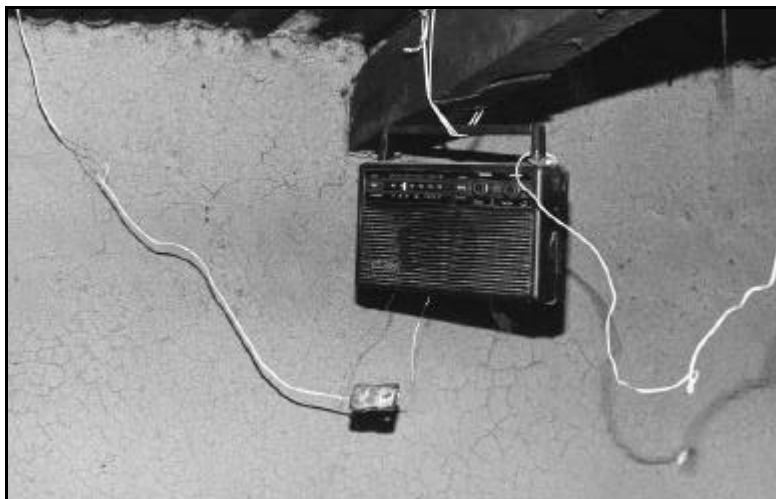
Contando do início das operações em fevereiro de 1999 até maio de 2001, 1.500 baterias foram perdidas por problemas com o SmartSwitch™ ou com o sistema de cartões magnéticos. Este número representa 25% do total de sistemas ou 50% dos sistemas que ainda estão em funcionamento. Para suprir o grande número de baterias defeituosas, a agência sede de Port Shepstone teve de montar um estoque numeroso e prover a infra-estrutura necessária ao recarregamento periódico das baterias em estoque (figura 2.11).



**Figura 2.11:** Depósito de baterias na sede da JV.

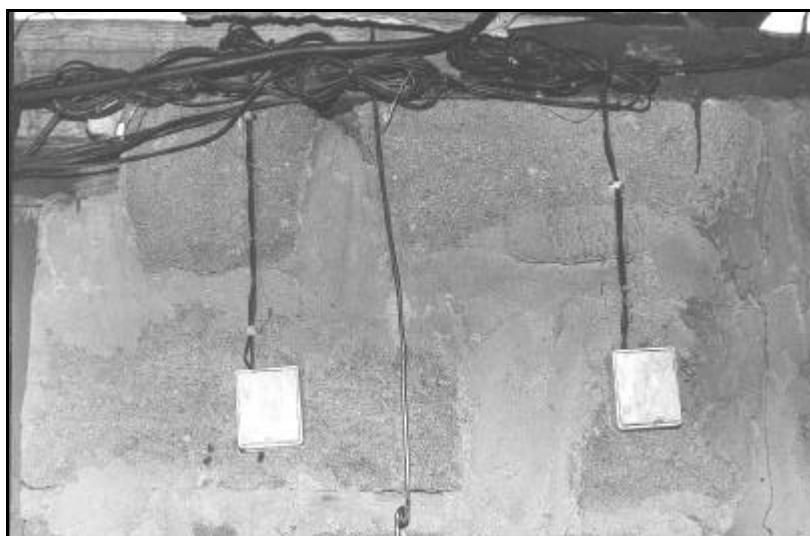
Alguns outros aspectos foram identificados como pontos de insatisfação do usuário e inadequação da tecnologia ao campo onde deve operar.

O primeiro deles é um aspecto construtivo da unidade de controle. Não existem tomadas. Os equipamentos como rádio e TV devem estar ligados diretamente à unidade de controle. Isto torna a instalação inflexível e, caso o usuário queira trocar um ponto de uso de TV para rádio, por exemplo, tem de recorrer à modificações improvisadas e impróprias. A consequência pode ser danos ao SFD e ao equipamento e uma má aparência da instalação (Figura 2.12).

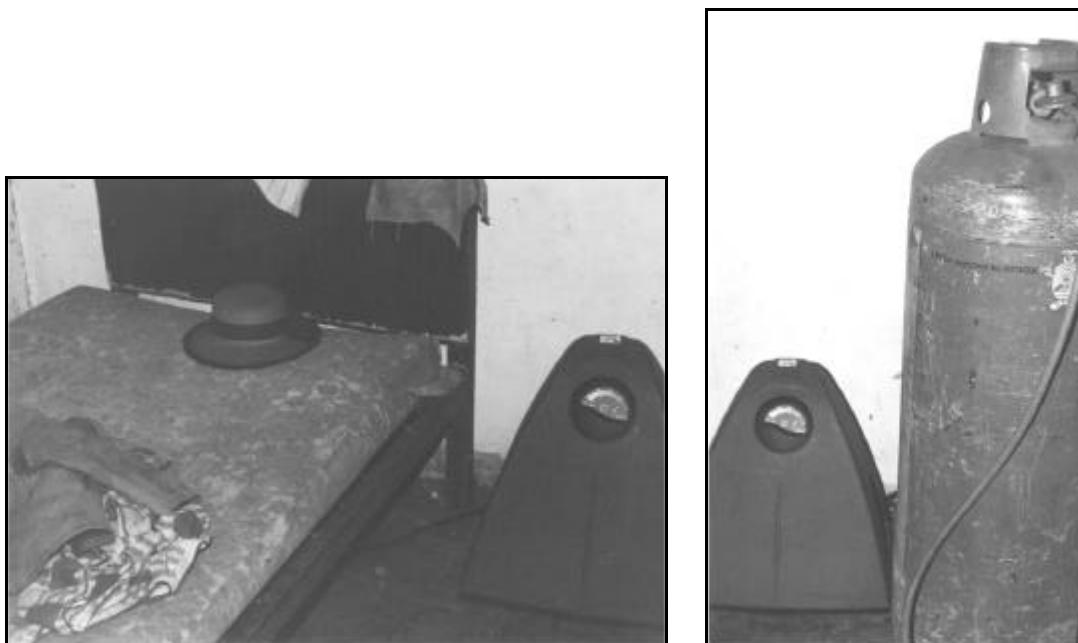


**Figura 2.12:** Improvisações ("Gambiarras") para contornar a inflexibilidade dos pontos de uso. Neste caso, o PowerHouse™ está no edifício ao lado.

O segundo aspecto é a baixa qualidade das instalações elétricas. Fios soltos e extremamente longos, lâmpadas mal fixadas, ausência de conectores, unidades de controle (onde está embutida a bateria) localizadas ao lado de botijões de gás ou nos dormitórios (perigo de explosão), má orientação dos módulos ou módulos na sombra, dentre outros (figuras 2.12, 2.13 e 2.14).



**Figura 2.13:** Fiação padrão do PowerHouse é comprida e não foi adaptada à instalação.



**Figura 2.14:** Unidades de controle no dormitório e ao lado do botijão de gás.

Outro ponto observado tem relação estreita com o tipo de domicílio encontrado na África do Sul e o projeto do sistema fotovoltaico domiciliar tradicional, composto por módulo, três ou quatro lâmpadas e ponto para rádio ou TV.

O conceito de domicílio e família encontrado na literatura de eletrificação rural fotovoltaica é aquele de edifício único habitado por todos os membros da família. Na África do Sul rural não existem domicílios mas *Homesteads* (figura 2.5), formadas por um núcleo familiar expandido, ou seja, pai e mãe, filhos, genros e noras, netos, etc. Cada novo casal constrói sua casa nas proximidade da casa dos pais. Há o compartilhamento de alguns ambientes como a cozinha. A renda da família provém do trabalho de todos, mas é comum ver uma *Homestead* sustentada pela aposentadoria dos mais velhos.

Para efeito de eletrificação rural, a *Homestead* é contabilizada como edifício único, mas, na realidade, há necessidade de dispersão dos pontos de uso. O que se verifica é que somente o edifício principal é eletrificado, ficando a família dos filhos e netos sem iluminação.

Verificou-se ainda que algumas *Homesteads* requisitaram mais de um PowerHouse™ com o intuito de aumentar o número de horas de utilização ou operar equipamento de potência superior. No entanto, esses sistemas não estão preparados para operar em conjunto<sup>45</sup> de forma

---

<sup>45</sup> Mais especificamente, esta limitação é imposta pelos SmartSwitch™ e pela unidade de controle, que tem capacidade de corrente e “inteligência” para gerenciar somente um módulo e uma bateria. Operar unidades de controle em paralelo (ou mesmo de controladores de carga, no caso de SFD “tradicionais”) não é recomendável.

a somar as capacidades de geração e acumulação: multiplicam-se os pontos de uso, mas não o tempo de utilização e nem a potência dos equipamentos permitidos. Vê-se aí a necessidade de oferta de sistemas de maior capacidade, o que, para algumas *Homesteads* significa aumento de satisfação e de comprometimento com o projeto. Várias famílias visitadas compraram televisão colorida e aparelho conversor de corrente contínua para corrente alternada (CC/CA) mas não conseguiram utilizá-los em seu sistema de 50Wp.

Em resumo, a solução tecnológica adotada pela JV não está totalmente adaptada à realidade onde deve operar e tem gerado altos custos de operação e insatisfação nos usuários. Pode-se citar:

1. Os dispositivos de segurança e de pré-pagamento aumentaram a complexidade do SFD e têm sido causa constante de falha. Em consequência, a necessidade e a complexidade da manutenção ultrapassaram em muito as previsões iniciais. A comercialização dos cartões magnéticos e a arrecadação do pagamento transformou-se numa intrincada operação de guerra contra as fraudes e a inadimplência.
2. Na África do Sul, o pré-pagamento é comum nas ligações à rede convencional. O consumidor da rede compra um cartão que lhe garante um certo número de kWh sem limite de tempo de utilização. Findos os kWh, o consumidor deve comprar novo cartão. Caso não o faça, ele não é penalizado além da escuridão. Os cartões de pré-pagamento da JV dão direito a 30 dias de serviço e penalizam o consumidor a pagar mesmo os dias parados. Esta situação não é, em geral, nem aceita nem compreendida e gera descontentamento e inadimplência.
3. A quantidade e a forma dos pontos de uso previstos no PowerHouse™ são rígidas e, às vezes, inadequadas (por exemplo, a inexistência de tomada). Existem problemas de qualidade das instalações. A impossibilidade de aumento da capacidade dos sistemas impede o uso de equipamentos de maior potência ou o aumento do número de horas de utilização.

#### 2.3.5. Modelo de gestão e operação

É na *spaza shop* que o usuário deposita reclamações quanto a sistemas defeituosos. A JV é responsável por manter os sistemas funcionando, seja o problema lâmpada, unidade de controle, bateria ou módulo (visto que o modelo de implementação é "tarifa-pelo-serviço"). Um inspetor treinado pela JV passa pelas *spazas shops*, verifica as ocorrências registradas e realiza as visitas aos usuários reclamantes. O inspetor não é funcionário da JV, mas recebe

mensalmente R300 como ajuda de custo, mais R150/mês para cobrir despesas com transporte e R30 por visita.

O inspetor reporta-se ao escritório regional (RESCO), onde está o inspetor sênior, o gerente de área e um auxiliar de escritório, todos funcionários da JV. A cada RESCO estão submetidas de 6 a 9 zonas. Cada zona possui três inspetores, perfazendo um total de 45. Os inspetores seniores foram escolhidos dentre os mais hábeis dos inspetores e são responsáveis pela resolução de problemas técnicos resultantes do mal funcionamento do dispositivo de segurança (SmartSwich™). A indicação do inspetor de uma determinada zona é feita pela comunidade.

Cada gerente de área possui um celular e um veículo 4x4 Toyota e roda, em média, 10.000 km por mês. O combustível, a compra e o seguro do veículo, além de R900 mensais de celular, correm por conta da JV. Os gerentes de área são responsáveis pelo transporte direto dos equipamentos necessários à manutenção (principalmente módulos e baterias) ou pela contratação de agentes de entrega, recolhimento da arrecadação das *spaza shops*, verificação de recibos, distribuição de lotes de cartões, resolução de conflitos, gerenciamento do pessoal do escritório, controle contábil, além de ser a primeira instância de julgamento no caso de inadimplência. O salário dos gerentes de área é um pacote de benefícios no valor de R9.850, com salário básico de R4.500, bastante superior à situação anterior à contratação pela JV.

Os RESCOs reportam-se à agência matriz da JV na cidade de Port Shepstone. Nesta agência matriz trabalha o gerente geral, a quem compete o direcionamento de toda operação. A ele estão ligadas outras cinco gerências: Gerente de Contabilidade (*Accountant Manager*), Gerência Financeira (*Finance Manager*), Gerente de Treinamento e manutenção (*Training & Maintenance Manager*), Gerente de Vendas e Operações (*Sales and Operations Manager*), Gerente de Logística e Tecnologia (*Logistics & Technical Manager*), com destaque para estas duas últimas gerências.

O Gerente de Vendas e Operações é uma figura extremamente carismática na região. Foi guerrilheiro do ANC durante a luta pelo fim do *Apartheid* e seu nome, "Madiba", representa a comunidade onde nasceu, a mesma do ex-Presidente Mandela. Na cultura *Xhosa* receber o nome do lugar onde nasceu é símbolo de importância e coragem. O carisma de Madiba garante a credibilidade da JV na região, tanto que ele declarou, em uma conversa durante o trabalho de campo em *Eastern Cape*, que muita gente compra o sistema por sua causa, devido à confiança que lhe depositam. Elize Gothard, gerente de marketing da Shell Solar em Durban, em entrevista concedida em 17/05/01, chegou a afirmar que Madiba havia sido uma benção para a JV.

Os seis gerentes de área devem reportar-se diretamente a Madiba, que percorre, ele mesmo, mais de 10.000 km mensais em estradas de terra, conversa diretamente com usuários e percorre as *spaza shops*. As entrevistas com usuários, inspetores, *spaza shops* e gerentes de área deixaram claro que Madiba é uma peça fundamental para a continuidade das atividades da JV.

O Gerente de Logística e Tecnologia é o único profissional na empresa com conhecimento completo e claro de todas as partes do PowerHouse™, capaz de fazer adaptações na tecnologia e discutir com fabricantes. Nele está centrada a resolução de todas as questões tecnológicas de adaptação do sistema inicialmente concebido à realidade que está enfrentando. Também o treinamento está a seu cargo.

No edifício sede, em Port Shepstone, está o estoque de material de reposição, o descarte de equipamentos danificados e uma central de carregamento das baterias em estoque (figura 2.11). É para a sede que são encaminhados todos os equipamentos com problemas, cujo reparo pode ser efetuado *in loco* ou enviado para os fabricantes: no caso de baterias e unidades de controle, para Durban; no caso de módulos, o reparo não é possível. Somente o aluguel do edifício sede custa para a JV R10.000 mensais.

O custo da operação da JV segundo o esquema descrito, que inclui a manutenção da infraestrutura, pagamento de pessoal, transporte, combustível, dentre outros, está estimado em R380.000 a R500.000 enquanto a arrecadação é de R100.000 a R150.000.

Além dos custos de operação previstos, a ocorrência de fraude foi e é constante, tanto da parte dos gerentes de área, quanto dos inspetores responsáveis diretos pela manutenção. Há uma estimativa de que 60% dos esforços sejam gastos na perseguição de fraudes e somente 40% para fazer o negócio evoluir<sup>46</sup>.

A título de exemplo, tem-se que os gerentes de área, quando contratados pela JV, passam a receber em forma de salário uma quantia mensal em geral bastante superior aos seus rendimentos anteriores. Apesar disto, dos seis gerentes de área, três foram demitidos e substituídos pois passaram a fraudar a JV, seja arrecadando taxa de instalação de sistemas inexistentes, vendendo favores ou não repassando verbas para a JV. Madiba explicou que essas pessoas, quando se vêem com um salário regular, passam a gastar muito acima de suas posses e roubam para manter e aumentar ainda mais o padrão de vida.

---

<sup>46</sup> Entrevista concedida pela Sr Elize Gothard.

Outro aspecto relevante é o fato de essas pessoas, tanto os gerentes de área quanto os inspetores recrutados na comunidade, ficarem muitas vezes frente a um dilema de difícil solução: julgar o perdão sobre dívidas ou a retirada de sistemas de famílias que pertencem ao seu laço de relações, com as quais, muitas vezes, estiveram envolvidos desde a infância. Isto, numa sociedade rural estruturada no apoio familiar e na lealdade de clãs, é bastante complicado. Tanto mais complicado quando eles têm a consciência das deficiências do serviço que estão prestando, apesar de sua reconhecida importância.<sup>47</sup>

A gestão do projeto da JV Shell-Eskom está baseada no conceito de pré-pagamento com cartão magnético, arrecadação através de agentes locais, continuidade do serviço através de uma rede de manutenção e garantia da propriedade assegurada pelo dispositivo de segurança.

A aplicação desse conceito de gestão resultou em uma operação complexa e onerosa, com diversos níveis hierárquicos, muitos quilômetros percorridos e muitas possibilidades de fraudes, conforme explicitado.

Graças ao envolvimento e comprometimento dos profissionais da JV e da Shell a operação ainda continua, mas esperançosa de receber algum subsídio governamental, mesmo que não estivesse previsto no plano de negócios inicial.

#### 2.3.6. Funcionamento financeiro e nível de subsídio

Existem 6.000 sistemas PowerHouse™ instalados, segundo o Gerente Geral da JV. No caso de 100% de inadimplência, a JV arrecadaria R300.000 mensais, já descontada a remuneração das *spaza shops*. O custo mensal de operação da JV é de R380.000 a R500.000 mensais.

Na situação atual, calcula-se que somente 50% dos usuários estejam pagando regularmente. Somadas à perda por inadimplência do usuário, estão as perdas por desvio fraudulento de arrecadação, inadimplência das *spaza shops*, desconhecimento da localização e do número exatos de todos os sistemas, falha sistemática de equipamentos, entre outros. Há um descompasso entre entradas e despesas.

Já foram investidos R22 milhões (US\$3 milhões) em bens de capital desde 1999 e as perdas até maio de 2001 estavam estimadas em R11 milhões (US\$1,5 milhões)<sup>48</sup>.

---

<sup>47</sup> Entrevista concedida pelo Sr Xolile Methews Nokwe, Gerente de Área do Distrito de Mount Ayliff em 15/05/2001, Mount Ayliff, Eastern Cape, África do Sul.

<sup>48</sup> Entrevista concedida pelo Sr Clive Horlock, Gerente Geral da Eskom-Shell Solar Home Systems (PTY) LTD em 14/05/2001, Port Shepstone, África do Sul.

Quatro caminhos foram apontados pelo Gerente Geral na busca de solução para a operação deficitária da JV: aumento do valor do cartão magnético de pré-pagamento (aumento tarifário); instalação de mais sistemas PowerHouse™ de forma a otimizar o uso da infraestrutura existente; diminuição dos custos operacionais e apuração de fraudes; obtenção de subsídios governamentais.

Em se mantendo o valor de R52 por cartão de pré-pagamento, a estimativa para o *break even* da operação é de 30.000 sistemas instalados com 90% de adimplência. Para os mesmos 6.000 sistemas, seria necessário um aumento de 110% no valor do cartão de pré pagamento, que passaria de R52 para R111, considerando uma taxa de 100% de adimplência.

Numa situação onde, apesar da estimativa de 50.000 residências não atendidas, poucas podem arcar com a energia elétrica ao preço oferecido e destas, a maior parte já foi contemplada na primeira fase de instalações, parece árdua a tarefa de expandir o mercado da JV para 30.000 sistemas ou aumentar ainda mais o preço do cartão de pré-pagamento, principalmente se considerado o grau de desconfiança da população em relação aos SFDs e ao serviço prestado.

Segundo alguns entrevistados, a desilusão é ainda maior diante da expectativa inicial de estar participando de um projeto inaugurado pelo próprio Presidente Mandela. Verificou-se, no entanto, que, nas famílias onde o sistema está funcionando bem desde o início, há o esforço continuado de compra mensal do cartão de pré pagamento e a demonstração de satisfação em relação ao serviço.

A direção da JV tem procurado adaptar o modelo comercial original à realidade que está enfrentando. Hoje eles têm a consciência de que “*they will never make money out of it*” e de que “*they can only work towards break-even*” (Elize Gothard, Shell).

A salvação imaginada é a concessão de subsídio governamental no valor de R3.000 por sistema instalado. No entanto, existem alguns impedimentos à esta concessão de subsídios:

- a JV não conseguiu mostrar um mapa onde constassem os sistemas instalados nem apresentar seu número exato, pois, no período de instalação, os agentes de entrega de equipamentos (*delivery agents*) deveriam anotar as coordenadas dos sistemas obtidas com um GPS<sup>49</sup>, mas, por má fé ou impossibilidade do terreno, acabaram fornecendo coordenadas aleatórias ou adotando-as como sendo aquelas da *spaza shop* credenciada;

---

<sup>49</sup> *Global Positioning System*: aparelho que calcula a latitude e a longitude de um determinado ponto através de informação enviada por satélite.



- o governo não julga aceitável a concessão de subsídios públicos a um provedor de serviço que se vale de uma relação locador - locatário, onde o usuário paga pelo serviço mesmo quando não fornecido;
- há a disputa com as outras concessionárias fora-da-rede pelo fundo de subsídio alocado pelo governo;
- a reestruturação do setor elétrico sul-africano pode tornar ainda mais exígua a disponibilidade de fundos para eletrificação;
- o governo está oferecendo subsídio ao custo de capital e não à operação, o que, aos olhos da concessionária fora-da-rede não parece suficiente e ainda restam longas negociações antes de um acordo entre as partes.

Outro ponto ligado à gestão que pode comprometer a sustentabilidade do projeto no médio prazo é o fato de que 30% da população adulta e economicamente ativa sul africana está com AIDS. Existe uma campanha de conscientização em andamento, mas os resultados ainda não foram sentidos e a mortalidade pode atingir a população economicamente ativa, impossibilitando as famílias de arcarem com o pagamento mensal da energia elétrica.

### 2.3.7. Adequação do valor da despesa com o SFD

Constatou-se a dificuldade de algumas famílias usuárias de arcar mensalmente com o valor de R52 de tarifa de energia elétrica e a comparação do valor da energia solar com aquele da rede.

A estratégia de pré-pagamento é também adotada pela Eskom em suas ligações rurais. Os cartões podem ser obtidos nas agências da Eskom, estabelecidas cada vez que houver a possibilidade de atender 6.000 consumidores. Os valores variam de R5 a R20 o cartão. O preço médio do kWh rural é de R0,50, ou seja, um cartão de R5 representa 10kWh. A taxa de ligação varia de acordo com a corrente contratada: 20A varia de R150 a R460, dependendo da região; 60A custa R1000 ou mais. No caso da JV, é cobrada uma taxa de instalação de R150 e os cartões têm preço fixo de R52 por 30 dias de uso. Este valor corresponde a um preço de energia de aproximadamente R8,5/kWh, considerando irradiação média diária mensal de 5kWh/m<sup>2</sup>, módulo de 50Wp e eficiência do sistema fotovoltaico de 80%.

Mesmo sendo o preço da energia elétrica fornecida pelo sistema fotovoltaico domiciliar bastante superior ao da rede, ele se justificaria devido à impossibilidade de outro atendimento, visto que a Eskom declarou que não vai reforçar, estender rede ou conectar novos usuários na região dentro de um futuro próximo. Dada esta situação, não cabe centrar a discussão no

custo do kWh e sim sobre o custo do acesso ao serviço, por mínimo que seja. Identificou-se, através das entrevistas com usuários, que é esse acesso ao serviço que deve ser garantido a preços similares.

Quanto à capacidade de pagamento, tem-se que os 6.000 SFDs instalados estão localizados nas residências das famílias mais abastadas da região, em geral pequenos comerciantes, professores ou empregados do governo, como enfermeiros e policiais civis. Foram somente estas famílias que se dispuseram a pagar a taxa de instalação de R150 e consideraram-se capazes de arcar com os R52 mensais. Assim mesmo, decorridos dois anos da instalação, parte destas famílias já não consegue realizar os pagamentos em dia.

O custo de R52 pelo cartão de pré-pagamento é considerado alto tanto pelos usuários quanto pelos funcionários de campo da JV. O valor ótimo apurado nas entrevistas seria de R20 mensais. Não foi possível identificar se este valor corresponde à capacidade de pagamento ou se reflete o sinal tarifário da rede ou ambos.

## **2.4. CEMIG**

A CEMIG, Companhia Energética do Estado de Minas Gerais, criada em 1952, é de economia mista controlada pelo Governo do Estado; detém hoje a concessão de 98% da área do Estado (560.000 km<sup>2</sup>), atende 4.917.094 consumidores distribuídos em 5.415 localidades, sendo 774 municípios, 510 distritos e 4.131 povoados (CEMIG, 2000).

Em 1999, a CEMIG vendeu 35.639 GWh para consumidores finais, repartidos entre consumidores residenciais (20,9%), comerciais (9,4%), rurais (4,6%), industriais (58,4%) e outros (6,7%). Neste mesmo ano foram ligados 237 mil novos consumidores, sendo 221 mil na área urbana e 16 mil na área rural.

A taxa de eletrificação rural no Estado, calculada a partir de dados da PNAD 1999, está em 80,3%, acima dos 68% de média nacional<sup>50</sup>. Ainda segundo a PNAD 1999, dos 19,7% de domicílios rurais particulares permanentes sem iluminação elétrica, cerca de 69% apresenta renda familiar inferior a 2 salários mínimos, concentrados nas superintendências norte e leste da CEMIG, onde se localiza, por exemplo, o Vale do Jequitinhonha, uma das áreas mais carentes do país.

---

<sup>50</sup> A média nacional atualizada pelo CENSO 2000 está em 70,6%. Optou-se por manter o dado nacional referente à PNAD 1999, pois ainda não foi publicado para o CENSO 2000 o corte rural/urbano para os estados.

Portanto, apesar de a CEMIG apresentar a maior rede de distribuição de energia elétrica da América Latina, com alto índice de penetração regional, a eletrificação integral do Estado de Minas Gerais ainda exige grandes investimentos e, sobretudo, uma clara política visando a resolução do problema. Neste sentido, em seu Plano Quinquenal de Negócios, a CEMIG coloca como meta “atender 100 por cento da população urbana e rural de sua área de concessão”. (CEMIG, 2000)

Duas constatações com relação à estratégia da concessionária para cumprimento desta meta chamam atenção: 1) a CEMIG dispõe-se a promover a eletrificação dos domicílios rurais de baixa renda, oferece para isto 5% de seu lucro líquido e busca parcerias para outras fontes de financiamento; 2) a concessionária tem procurado alternativas, dentre elas a solar fotovoltaica, pois considera que barateia o custo do atendimento e diminui o montante subsidiado.

Interessa para o trabalho os esforços envidados pela CEMIG desde 1986 para incluir a eletrificação fotovoltaica no leque de opções de atendimento, culminando com a previsão de 5.000 sistemas solares para o horizonte 1999-2003, dentro do subprograma “Luz Solar - Pré- eletrificação utilizando a Energia Solar Fotovoltaica” do projeto de desenvolvimento rural LUMIAR, lançado em novembro de 1999.

Mesmo tendo atingido tal amplitude de incorporação da tecnologia fotovoltaica e tomado sistematicamente atitudes cautelosas no sentido de garantir sua sustentabilidade, o programa de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar da CEMIG revela a persistente fragilidade desta alternativa de atendimento tanto em relação à qualidade e adaptabilidade dos equipamentos utilizados, quanto à forma de introdução da tecnologia, escolha de sistemas, tarifação, capacitação de promotores, técnicos e usuários e, mais amplamente, quanto à agilidade e flexibilidade na solução de problemas.

#### 2.4.1. Antecedentes e Contexto

A primeira incursão da CEMIG na implantação de energia solar fotovoltaica para geração descentralizada de eletricidade data de 1986 e é representada por um sistema de bombeamento na Fazenda Experimental de Uberaba. Em 1992, houve a instalação, na mesma fazenda, de um sistema residencial de 185Wp para iluminação e um pequeno refrigerador em corrente contínua (CC). Este sistema foi mais tarde, em 1994, expandido para 357Wp ainda com todas as cargas em CC e transferido para a localidade de Tapira. Os equipamentos vieram de um acordo com fabricantes, sendo parte dos módulos nacionais. (SILVA, 1995)

Entre 1993 e 1994 foram instalados, através de acordo com fabricantes, mais três sistemas no município de Jaboticatubas, um de 480Wp (iluminação em corrente alternada, bombeamento e refrigeração em corrente contínua) e outros dois de 106Wp cada (iluminação e rádio em corrente contínua).

Até este ponto, nota-se a experimentação da concessionária com relação ao dimensionamento do sistema, uso dos componentes e escolha entre corrente contínua e corrente alternada para os diversos usos finais. Apenas um pequeno número de profissionais estava engajado no trabalho com a tecnologia fotovoltaica e colocado no departamento responsável por perspectivas energéticas futuras, isto é, mais ligados à pesquisa prospectiva do que à implementação da infra-estrutura produtiva da concessionária.

Um passo de maior escala foi tomado com o engajamento, em 1994, do Estado de Minas Gerais, através da CEMIG, na fase 2 do acordo de cooperação NREL/CEPEL<sup>51</sup>. A fase 1 desse acordo surgiu como a implementação do protocolo de intenções assinado em 29 de junho de 1992 entre o US DOE<sup>52</sup> e os Estados de Pernambuco e Ceará, para estabelecer um programa de eletrificação rural fotovoltaica. Os objetivos da cooperação eram estimular a confiança na tecnologia, estreitar relações comerciais entre Brasil e USA na área de renováveis e criar as bases para a utilização em larga escala desta alternativa de atendimento rural (VALENTE *et alli*, 1994).

Dentro da estrutura geral do projeto, válida também para a fase 2, o NREL forneceu ao CEPEL os componentes-chave dos sistemas (módulos, baterias e controladores de carga), o CEPEL, agindo como organismo gerenciador técnico e administrativo do programa, repassou este material para as concessionárias, que ficaram incumbidas de instalar os sistemas, bem como adquirir o restante do material necessário.

Foi assim que a CEMIG instalou, no período de 1995 a 1996, outros 71 sistemas em 20 municípios, todos localizados na região norte do Estado: 17 escolas rurais, 42 domicílios e 12 outros sistemas entre postos de saúde, igrejas e centros comunitários. Os domicílios foram contemplados com 100Wp em módulos para iluminação, rádio e TV preto e branco.

Como mencionado, módulos, baterias e controladores de carga foram repassados à CEMIG pelo CEPEL. Fiação, luminárias, bem como a mão-de-obra, foram a contrapartida da concessionária, que procurou também acordos de participação das prefeituras no tocante ao

---

<sup>51</sup> US National Renewable Energy Laboratory / Centro de Pesquisas em Energia Elétrica da ELETROBRÁS.

<sup>52</sup> US Department of Energy

fornecimento de TV, parabólica e instalação elétrica para as escolas. Segundo relato de um dos técnicos da CEMIG<sup>53</sup>, poucas prefeituras cumpriram realmente com sua parte na implementação.

Nota-se, através da análise do processo de implementação do acordo NREL/CEPEL/CEMIG, o ganho de experiência e de formação da equipe que hoje encabeça a eletrificação rural fotovoltaica na concessionária. Procurou-se firmar acordos com as prefeituras e sensibilizar o pessoal de campo para as particularidades da energia fotovoltaica.

Alguns fatores internos à organização e hierarquia das concessionárias de energia elétrica em geral e da CEMIG em particular evidenciaram barreiras à tecnologia fotovoltaica não cogitadas anteriormente, mas que dizem respeito à incerteza percebida por outros profissionais quanto à aplicabilidade da ERFD.

Durante o período de instalação dos equipamentos, a equipe responsável estava ainda vinculada à divisão de planejamento e desenvolvimento energético, que não possuía relação com ou influência direta na divisão de comercialização (CM). Esta divisão faz, através de suas unidades de negócio espalhadas por todo o Estado de Minas Gerais, a distribuição e comercialização e tem acesso aos usuários, prefeituras e outros organismos regionais envolvidos na eletrificação rural. À CM pertence todo o pessoal executivo das instalações, desde agentes regionais até eletricitas. Segundo depoimento colhido junto a profissionais da CEMIG que vivenciaram tal situação, a priorização de ações por parte da CM naquele momento não contemplava os sistemas solares, considerados “pequenos e de pouca importância” diante da urgência e do vulto de outros projetos, e, certamente, diante da desconfiança com relação à ERFD.

Mesmo dentro de circunstâncias aparentemente desfavoráveis, no final de 1996 foi eletrificada inteiramente a comunidade de Macacos no município de Comercinho, localizado na região do Médio Jequitinhonha a 650km de Belo Horizonte e distante 15km da rede elétrica. Este empreendimento resultou de acordo da concessionária com o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios do Ministério de Minas e Energia) e com CEPEL/NREL, possibilitando a eletrificação de uma escola (PRODEEM - 370Wp), a instalação de um sistema de bombeamento (PRODEEM – 1920Wp e bomba CA) e ainda a colocação de 17 sistemas domiciliares (CEPEL/NREL - 100Wp cada), (DINIZ *et alli*, 1998).

---

<sup>53</sup> Entrevista concedida pelo Sr. Francisco Woods de Carvalho da CEMIG, em 24/06/1999, Belo Horizonte, Minas Gerais.

A eletrificação completa da comunidade de Macacos inaugurou na CEMIG a utilização do conceito de pré-eletrificação, ou seja, um estágio anterior à chegada da rede elétrica. Esse conceito surgiu na França, com Philippe Menanteau, que, em sua tese de doutorado defendida em 1987 e, posteriormente, no documento preparatório para ao seminário de Marrakech (EC, 1995), definiu pré-eletrificação como “um procedimento (*démarche*) complementar, quiçá anterior, à eletrificação pela rede interconectada”. (MENANTEAU, 1987)

A adoção deste conceito reflete-se na determinação dos critérios para escolha das localidades a serem servidas por ERFD e também na própria colocação da fiação interna do domicílio e do quadro de entrada, que, onde possível, devem estar preparados para a chegada da rede convencional.

Os critérios de escolha das localidades são: distância mínima de 5km da rede; sem previsão de atendimento para os próximos 5 anos; população dispersa mas não inferior a 100 habitantes/km<sup>2</sup>. Este último critério estabelece uma densidade mínima de novos consumidores, o que exclui, num primeiro instante, aqueles habitantes mais distantes e mais isolados. A forma de locação dos SFDs reproduz a expansão radial<sup>54</sup> da rede, uma vez que mantém sua “seqüência temporal e geográfica”, defasada de 5km e 5 anos (GOUVELLO, 1993) e permite a pré-eletrificação até que a rede chegue e o sistema seja transferido, radialmente, para mais adiante.

Paralelamente à eletrificação completa da comunidade de Macacos e à definição das primeiras normas para aplicação da ERFD (caracterização de sistemas, critérios de escolha de localidades e inserção institucional da ERFD através de contratos entre parceiros), a CEMIG firmou acordo com a GTZ<sup>55</sup>, em 1994, para implementação conjunta de um programa de uso racional de energia no meio rural, o que, para a ERFD, resultou na instalação de 14 SFDs nas comunidades de Içara e Mão Torta no município de Diamantina, distante 500km de Belo Horizonte.

Nessas duas comunidades os SFDs instalados obedeceram o padrão de dimensionamento que já vinha delineando-se na CEMIG, ou seja, sistema simples com 50Wp e sistema duplo com 100Wp. A novidade é que para essas duas localidades foi realizado um estudo sobre despesas energéticas, resultando em dois grupos divididos em US\$4 e US\$8. Concluiu-se que estas seriam as quantias a serem pagas pelos usuários para terem mantidos seus sistemas.

---

<sup>54</sup> Expansão radial refere-se à expansão a partir de um centro em direção à periferia, ou seja, uma expansão “de dentro para fora”.

<sup>55</sup> Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, organismo alemão de cooperação internacional.

Foi criada uma associação de usuários, para a qual fluía o dinheiro dos pagamentos mensais. Segundo relato de membros da equipe da CEMIG, o esquema imaginado para o financiamento da manutenção não funcionou corretamente e, por se tratar de um projeto piloto, a própria GTZ assumiu a manutenção durante algum tempo, até o fim de suas atividades junto à CEMIG em 1996-1997.

A partir da experiência de Macacos e dos sistemas GTZ (além dos equipamentos comunitários do PRODEEM, que não estão sendo analisados neste trabalho) a CEMIG criou um procedimento para compra de equipamentos, normalização das instalações, formalização de acordos e começou o processo de introdução da ERFD na cadeia produtiva da empresa, pensando em questões como tarifação, subsídios aplicáveis e formas de enquadramento institucional destes novos consumidores. A questão de tarifação ainda suscita dúvidas na empresa, como veremos mais adiante.

Voltando à reflexão quanto ao processo de introdução da tecnologia fotovoltaica na empresa, tem-se que, ao final de 1996, a CEMIG entra na fase de disseminação em maior escala e busca pela sustentabilidade de seus projetos de ERFD. Essa fase coincide com a mudança da equipe responsável pelo projeto solar para a diretoria de comercialização (CM), o que conferiu aos profissionais mais espaço para implantação de projetos e envolvimento do pessoal de campo. Neste ponto, a alternativa fotovoltaica de eletrificação já havia sido incorporada pelo pessoal de Belo Horizonte (sede da empresa), apesar das inúmeras dificuldades inerentes à tecnologia, restando o enorme caminho para a conquista das equipes de campo no âmbito das unidades de negócios regionais, que, em última instância, realizam a comercialização, instalação e a interface com o usuário.

Uma das questões relevantes para o alargamento do espaço de incorporação da ERFD e para a sustentabilidade dos projetos foi o treinamento e capacitação dos técnicos de campo da concessionária, de eletricistas das prefeituras e, onde oportuno, dos funcionários de empreiteiras terceirizadas para execução física das instalações. Do ponto de vista da teoria de "difusão de inovações", o treinamento e capacitação contribuiu para a diminuição das incertezas em relação à ERFD. (MILLER, 2000)

Nesse contexto, em 1997 a CEMIG empenhou-se em construir um centro de treinamento em Sete Lagoas (70km ao norte de Belo Horizonte), específico para a tecnologia fotovoltaica, e em desenvolver os cursos de especialização a serem ministrados aos técnicos de campo (CEMIG-CP992, 1999). A coordenadora da área de eletrificação rural fotovoltaica da empresa

afirmou que "o centro de Sete Lagoas é nosso polo de difusão da tecnologia e da idéia ERFD"<sup>56</sup>.

Outros problemas de sustentabilidade - detectados nas fases anteriores - suscitaram ações normativas por parte da concessionária no sentido de garantir a qualidade dos equipamentos comprados e das instalações realizadas.

Da implementação do CEPEL/NREL, complementada pela experiência da GTZ e tendo como pano de fundo as experimentações de Jaboticatubas, a CEMIG decidiu pelo tamanho considerado ideal para os sistemas fotovoltaicos domiciliares a serem implantados doravante, ou seja, sistemas simples, de 50Wp e sistemas duplos de 100Wp, sendo todas as cargas alimentadas em CC.

Também destas mesmas experiências foi desenvolvido um método de licitação, visando cobrir todos os aspectos de qualidade de componentes (módulos, controlador de carga, baterias, conversor CC/CC) e de instalações (fiação, proteção e montagem), estabelecendo como referência tecnológica o Centro de Treinamento de Sete Lagoas.

A questão da tarifação pelo serviço suscitou discussões. Na documentação obtida junto à concessionária, percebeu-se uma primeira iniciativa de cobrança pelo valor da despesa energética detectada pelo projeto GTZ (DINIZ *et alli*, 1998). Em seguida, surgiu a idéia de uma possível tarifação pelo valor normativo solar<sup>57</sup> da ANEEL, abandonada devido à própria natureza do valor normativo<sup>57</sup>. Outro ponto relativo à cobrança que mereceu alguma reflexão, mas que foi abortado diante do relativo insucesso verificado nas comunidades Içara e Mão Torta, dizia respeito à formação de associação de moradores.

Decidiu-se então pela busca de uma forma de pagamento direto à concessionária, procurando meios de cadastrar formalmente o "consumidor fotovoltaico" e de enviar uma "conta de luz", à semelhança de uma ligação à rede elétrica.

Este arcabouço técnico e institucional montado é instrumento do "Programa Luz Solar de Pré-Eletrificação Rural Domiciliar", que pretende eletrificar com energia solar fotovoltaica 5000 domicílios (horizonte 1999-2003), concentrados principalmente nas regionais norte e

---

<sup>56</sup> Entrevista concedida pela Dra A. Sônia A.C.Diniz da CEMIG, em 30/06/1999, Belo Horizonte, Minas Gerais.

<sup>57</sup> O valor normativo da energia solar fotovoltaica é estabelecido pela Resolução nº 022 de 01/02/2001. De acordo com esta resolução, a concessionária está autorizada a utilizar o valor normativo para o repasse dos kWh gerados com energia solar fotovoltaica para o custo total de compra de energia e não para fins de tarifação. A Resolução nº 248 de 06/05/2002 extinguiu o valor normativo por fonte e estabeleceu um valor normativo único de R\$72,35/MWh.



leste da CEMIG. Importante notar, com relação à evolução da ERFD na CEMIG, que se passou a utilizar o termo programa e não mais projeto. O conceito de programa é amplo, possui dimensão espacial e temporal, enquanto projeto, mantém o caráter local e é fixo no tempo.

Esta mudança de comportamento coincidiu com a incorporação do "Programa Luz Solar de Pré-Eletrificação Rural" como subprograma do "Programa de Desenvolvimento Rural LUMIAR", lançado em novembro de 1999 (manteve-se a meta de 5000 novas ligações para o horizonte 1999-2003).

Na situação atual, a CEMIG aloca recursos para a implantação da ERFD e mantém um quadro de pessoal preparado para lidar com sistemas fotovoltaicos. Parte significativa de seus técnicos já estão sensibilizados e adotam uma posição pró-ativa no sentido de resolução de problemas e promoção da tecnologia.

Apesar da integração dos SFDs como opção de pré-eletrificação no esquema formal da empresa<sup>58</sup>, a tarifação e a manutenção apresentam-se ainda como desafios. Outros aspectos de fragilidade detectados dizem respeito à satisfação do usuário com o serviço ofertado, ou seja, com os usos finais que lhe são autorizados. Foi encontrada também alguma resistência da parte dos técnicos de campo.

Nos próximos itens há uma descrição do processo de implantação dos sistemas fotovoltaicos domiciliares no Pólo de Araçuaí, desde o primeiro contato com os usuários, negociação com as prefeituras, estado atual das instalações, percepção do usuário e possíveis pontos de ruptura e insatisfação.

#### 2.4.2. Processo de introdução da ERFD

O Pólo de Araçuaí está localizado nas mesoregiões do Alto e Médio Jequitinhonha e compreende os municípios de Araçuaí, Carai, Coronel Murta, Itinga, Novo Cruzeiro, Padre Paraíso, Virgem da Lapa, Francisco Badaró, Chapada do Norte e Berílio. Em Araçuaí foram instalados 65 sistemas fotovoltaicos domiciliares, em Itinga, 52 e, em Chapada do Norte, também 65, totalizando 182 sistemas domiciliares (Figura 2.15).

---

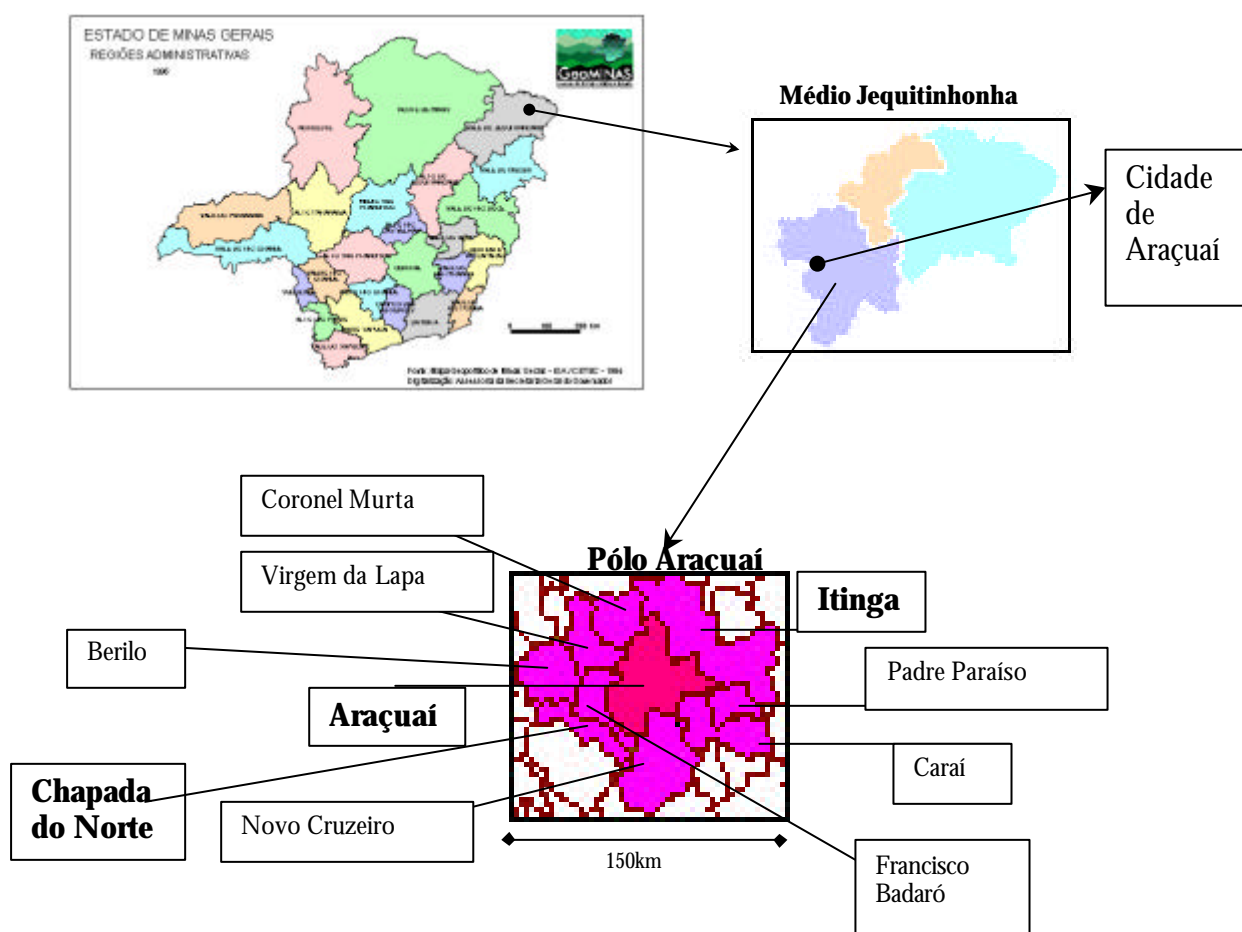
<sup>58</sup> Aprimoramento do processo de licitações, formalização de contratos e cartas acordo, criação de normas técnicas e de controle de qualidade, cadastro de "consumidores fotovoltaicos", etc.

A eletrificação rural recebeu grande impulso na região no período de 1998 e 1999 através do Programa Luz de Minas de Eletrificação Rural, substituído pelo LUMIAR, e do acordo de financiamento da CEMIG com o banco KfW alemão.

A comercialização dos SFDs na região foi feita a partir da sede do município de Araçuaí, onde está baseado o Agente de Negócios da CEMIG, responsável pela assinatura do contrato da empresa com a prefeitura e novos clientes. Fica a seu encargo avaliar, em função das características do mercado a ser atendido, a aplicação do SFD ou rede convencional.

Entende-se por comercialização dos sistemas fotovoltaicos o ato de apresentar a alternativa de atendimento aos potenciais usuários, envolver a prefeitura, tanto institucional quanto financeiramente e definir os novos clientes.

Dentro deste quadro de ações, o Agente de Negócios entrou em contato com as prefeituras para que designassem um funcionário para, juntamente com ele, ir a campo fazer a apresentação da tecnologia e inscrição de interessados.



**Figura 2.15:** Trabalho de campo CEMIG (abril/maio 2000): localização do Pólo de Araçuaí.

Em Araçuaí, a prefeitura, diante dos planos de expansão de rede da CEMIG e sob sua orientação, estipulou o setor do município onde se iria atuar: o setor Tombo<sup>59</sup>. Foi convocada então uma reunião com todos os moradores não atendidos deste setor.

Nesta reunião, o Agente de Negócios da CEMIG, juntamente com a funcionária técnica designada pela prefeitura, fez a mobilização da comunidade, ou seja, introdução da alternativa fotovoltaica de atendimento e suas características e limitações, apresentação da participação financeira esperada (18% do investimento inicial e tarifa mensal de R\$5 para sistemas simples e R\$10 para sistemas duplos), inscrição dos interessados com indicação do tipo de SFD (simples ou duplo) desejado.

Segundo estimativa da prefeitura de Araçuaí, o número de potenciais interessados no setor Tombo era de 124 SFDs. No entanto, apenas 65 foram instalados. Esta redução foi sentida tanto na primeira reunião quanto após alguns dias de sua realização.

Em entrevista com os participantes da reunião, procurou-se compreender as razões para tal acontecimento. A técnica da prefeitura, que participou do processo de mobilização, localizou duas causas principais:

- a desinformação dos usuários quanto à tecnologia solar, aliada à rapidez com que tiveram de tomar a decisão de participar, ou seja, em um mesmo momento apresentou-se a tecnologia e requisitou-se a declaração de interesse,
- conflito em relação à rede elétrica, que estava em negociação na mesma ocasião mas em outros setores do município, aliado à interferência política de um vereador afirmando que a rede chegaria através do PAPP2<sup>60</sup>, o que não correspondia à verdade.

Apurou-se também que aqueles que efetivamente participaram, o fizeram por confiança no Agente de Negócios da CEMIG e na técnica da prefeitura e não por decisão racional baseada em conhecimento real sobre a eletrificação solar.

O Agente de Negócios da CEMIG estima que estes primeiros 65 SFDs instalados poderiam ser uma demonstração para as futuras comercializações, mas que, caso os problemas de manutenção continuem, isto dificultará o futuro da alternativa solar na região.

Também contribui para esta situação a inconsistência entre as informações passadas na reunião introdutória e os fatos como ocorreram: houve atraso na instalação dos equipamentos;

---

<sup>59</sup> O município está dividido em 12 setores de acordo com a localização e produção agrícola.

<sup>60</sup> Programa de Apoio ao Pequeno Produtor, financiado pelo Banco Mundial.

não houve a participação financeira prevista de 18% (o que dificulta a cobrança de taxa de instalação em uma futura comercialização); perdeu-se a mobilização inicial quanto à existência da “conta de luz” pois, mesmo após seis meses da instalação, ainda não havia definição quanto ao nível tarifário e à forma de pagamento.

Após a comercialização, seguiu-se o processo de compra dos equipamentos e a instalação completa dos SFDs<sup>61</sup>, que foi terceirizada e sujeita a controle de qualidade por parte de técnicos da CEMIG. Os técnicos da empreiteira ganhadora da licitação de instalação dos SFDs receberam treinamento no centro de Sete Lagoas e seriam os responsáveis por informar o usuário sobre as condições de funcionamento dos SFDs. Foi constatado em campo que isto não ocorreu de forma satisfatória e que, na realidade, houve pouquíssima comunicação entre os técnicos e a população.

A CEMIG preparou um cartaz informativo e didático, para ser entregue no momento da instalação, sobre o funcionamento do SFD e os procedimentos em caso de defeito. Segundo relato coletado em três entrevistas com usuários, em lugar de informar os futuros consumidores fotovoltaicos sobre o funcionamento do SFD, os instaladores colaram o cartaz na parede das casas e simplesmente os instruíram a lê-lo (figura 2.16).



**Figura 2.16:** Cartaz de orientação aos usuários de SFD da CEMIG, quadro de entrada e rádio.

---

<sup>61</sup> Inclui instalação do gerador fotovoltaico e quadro de entrada, colocação das baterias, fiação interna da casa e instalação das luminárias.

### 2.4.3. Adequação da solução tecnológica

A CEMIG definiu, para os atendimentos com SFDs, o sistema “simples” e o “duplo”, com as configurações mostradas na tabela 2.3.

Respeitando o conceito de pré-eletrificação, os SFDs da CEMIG adotam um quadro de entrada semelhante àquele da rede. Nesta caixa está localizado o controlador de carga e descarga da bateria e as proteções (figura 2.16).

Do quadro de entrada partem os circuitos de iluminação e localizada de seu lado externo está uma única tomada (figura 2.16). Nesta tomada o usuário pode conectar um conversor CC/CC para alimentar rádio e/ou TV, conforme o tamanho do SFD (tabela 2.3).

As baterias ficam fechadas dentro de um compartimento plástico localizado internamente ao domicílio e próximo ao quadro de entrada, conforme pode ser visto na figura 2.17. É vedado ao usuário qualquer contato com a bateria com o intuito de evitar acidentes e também seu uso fora do SFD. A propriedade da bateria é da concessionária, daí o interesse em garantir sua máxima longevidade e minimizar o custo de manutenção.



**Figura 2.17:** Caixa da bateria, quadro de entrada e cartaz de orientações.

**Tabela 2.3:** Configuração dos SFDs da CEMIG - Pólo Araçuaí.

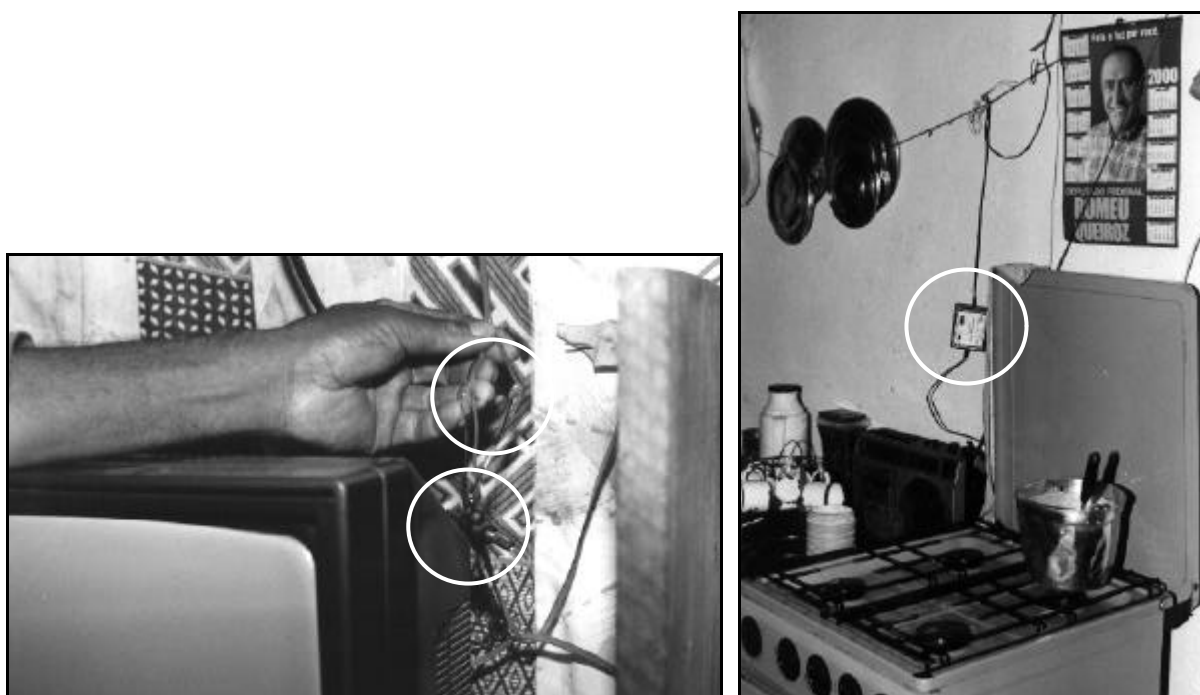
<b>Tipo de SFD</b>	<b>Gerador Fotovoltaico</b>	<b>Baterias</b>	<b>Controlador de carga</b>	<b>Conversor CC/CC</b>	<b>Cargas Permitidas</b>
<i>Simples</i>	53 Wp	1 Concorde PVX1295 110Ah	1 SunSaver 10 A	1 saídas para 3, 6 e 9 V <sub>CC</sub>	3 luminárias 20W 1 tomada p/ rádio
<i>Duplo</i>	106 Wp	2 Concorde PVX1295 220Ah	1 SunSaver 10 A	1 saídas para 3, 6 e 9 V <sub>CC</sub>	3 luminárias 20W 1 tomada p/ rádio e TV

Valem as seguintes observações com relação à adequação dos SFDs da CEMIG ao campo onde estão instalados:

1. Dos 20 domicílios visitados na região, em apenas 2 o conversor CC/CC estava funcionando corretamente.
2. Alguns domicílios indicaram a necessidade de um ponto de luz aceso durante toda a noite e para tanto continuavam a utilizar lamparinas a querosene ou diesel.
3. Foi verificada a ocorrência de diversas modificações improvisadas e impróprias feitas pelo próprio usuário. Estas modificações são principalmente decorrência da localização inadequada e do número restrito de tomadas, revelando uma má adaptação do SFD ao modo de uso do consumidor.

O usuário do sistema da figura 2.16 instalou o rádio ao lado da tomada localizada na sala, mas afirma que preferiria a possibilidade de conectá-lo tanto na sala quanto na cozinha. A fiação em destaque na figura 2.19 é a "solução" encontrada pelo usuário para ver TV na sala e escutar rádio na cozinha. O rádio da figura 2.18 está alimentado a partir do cômodo adjacente.

**Figura 2.18:** Rádio alimentado através de fiação improvisada.



**Figura 2.19:** Improvisação para possibilitar ver TV na sala ou escutar rádio na cozinha (pode-se observar atrás do fogão o conversor CC/CC e atrás da TV seu conector).

4. Segundo declaração do Agente de Negócios de Araçuaí os reatores e lâmpadas são o maior quesito de manutenção. Este fato foi comprovado nas entrevistas com usuários e principalmente durante a vistoria técnica dos SFDs.

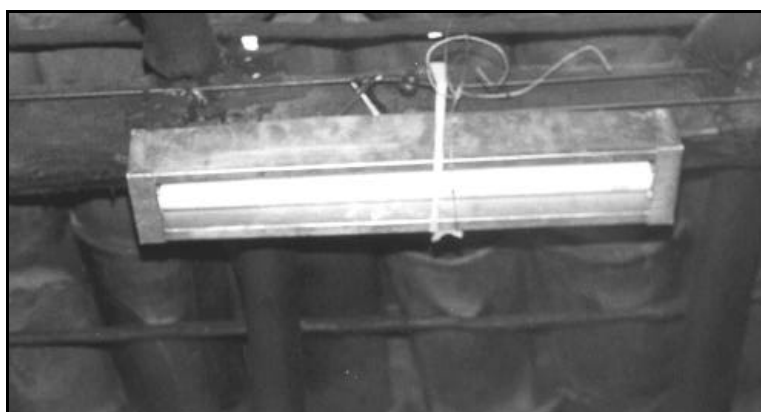
No processo de licitação e compra dos reatores e lâmpadas a CEMIG incluiu itens de garantia e de substituição em caso de falha sistemática. Na hora de fazer valer o contrato e requisitar a troca do material defeituoso, a CEMIG enfrentou-se com o fornecedor, que entrou com vários recursos legais atrasando o reparo dos pontos de luz defeituosos (figura 2.20). Os usuários foram ficando gradualmente no escuro e sem saber que atitude tomar: se aguardar a substituição pela CEMIG ou providenciar ele mesmo a compra e troca do material defeituoso.



**Figura 2.20:** Luminária desativada devido a defeito no reator (ela está enegrecida devido à fumaça do fogão a lenha).

A solução da questão técnica dos reatores e lâmpadas defeituosos passa talvez por uma revisão do papel da concessionária e do usuário na manutenção do serviço e será discutida com maior detalhe no item de gestão e operação.

5. O treinamento em Sete Lagoas e as exigências da CEMIG garantiram uma boa qualidade nas instalações. No entanto, foram encontrados alguns problemas justamente nos domicílios de menor poder aquisitivo. Um exemplo corrente pode ser visto na figura 2.21, onde a fixação da fiação e da luminária não condiz com a estrutura do domicílio.



**Figura 2.21:** Má fixação da luminária e da fiação.



Além disto, apesar de uma das cláusulas do contrato com a empreiteira instaladora prever a correção dos defeitos de instalação apontados pelo fiscal de comissionamento da CEMIG, os técnicos da empresa empreiteira não voltaram a campo. É longo o processo de fazer valer um contrato juridicamente, enquanto que a realidade dos SFDs exige agilidade e rapidez.

6. Com um SFD de capacidade de geração de energia similar ao sistema "duplo" da CEMIG, um usuário da comunidade de Sítio Artur, localizada no município de Ilha Comprida no Vale do Ribeira (MORANTE, 2000), possui quatro pontos de luz, conversor CC/CA, antena parabólica, TV e ventilador. Vê-se que a restrição de uso (vide tabela 2.3) imposta pela CEMIG pode não ser necessária e estar contribuindo para uma menor satisfação do usuário.

Em suma, os SFDs comercializados pela CEMIG não possuem características que impeçam sua adaptação ao modo de consumo do usuário. Parte dos problemas técnicos detectados em campo dizem respeito à tentativa da concessionária de controlar, através de restrições, possíveis deslizamentos do usuário. Outra parte está relacionada a amarrações contratuais com os fornecedores dos equipamentos (como o caso das lâmpadas e reatores). Se, por um lado, estas amarrações fornecem garantia de substituição em caso de falha anormal do equipamento, por outro, elas retiram a agilidade da concessionária e influenciam as decisões de gestão.

#### 2.4.4. Modelo de gestão e operação

Pelo contrato com as prefeituras, a CEMIG detém a propriedade de módulos, suportes e controladores de carga e "transfere para o município a responsabilidade pela manutenção dos sistemas ao final do período de garantia de três anos". A prefeitura seria ainda responsável pela formação de um "fundo de manutenção dos sistemas", com o recolhimento mensal de R\$5 para o sistema simples e R\$10 para o sistema duplo (CEMIG CM/CE, 1998) e destacaria ainda profissional eletricista a ser treinado no centro de Sete Lagoas. Em abril de 2000, eletricistas de 12 prefeituras já haviam sido treinados.

Este procedimento de manutenção e cobrança não foi, no entanto, seguido e a CEMIG passou a assumir a ERFD como negócio e estuda a inclusão dos usuários de SFDs em seu sistema formal de cadastro e tarifação. Algumas observações esclarecem este fato:

1. Ocorrem casos onde o eletricitista da prefeitura é escolhido dentre aqueles "que estão mais à vontade" ou através de indicação direta do prefeito<sup>62</sup>. Sem o critério técnico, o treinamento em Sete Lagoas torna-se inócuo. No evento de defeito, o pronto-atendimento<sup>63</sup> da prefeitura adquiriu o hábito de procurar diretamente a CEMIG, sem apelar para seu pessoal treinado. Por sua vez, os técnicos da CEMIG, quando vão a campo, não comunicam a prefeitura e perde-se a chance de reciclar os conhecimentos dos "eletricistas solares" municipais, que, com o tempo, esquecem o treinamento.
2. A assinatura do contrato com as prefeituras, onde ficam estabelecidos a participação financeira das partes no investimento inicial (64% CEMIG e 36% a prefeitura) e o valor a ser cobrado do usuário, antecedeu à definição da questão tarifária dentro da própria CEMIG.

Em campo, identificou-se que a assunção pela CEMIG da responsabilidade total sobre a manutenção dos sistemas enfrenta dificuldades. O Agente de Negócios de Araçuaí afirmou que os eletricitistas de manutenção das redes rurais da CEMIG estão sobrecarregados e não podem incluir os SFDs em suas rotinas. Um destes eletricitistas colocou que os sistemas "dão muito problema" e que ele e sua equipe "já estão no limite". Os dois técnicos da CEMIG dedicados exclusivamente à energia solar fotovoltaica estão totalmente ocupados com a manutenção dos sistemas instalados nas escolas e raramente dedicam-se aos sistemas domiciliares. O deslocamento de equipe técnica de Belo Horizonte para atendimento às falhas no campo "é caro e demanda muito tempo". A terceirização da manutenção foi ventilada, mas é vista com reservas pela concessionária, dados os problemas ainda persistentes do processo terceirizado de instalação.

No momento em que foi realizado o trabalho de campo, a CEMIG delegava a manutenção preventiva ao usuário e propunha-se a assumir as manutenções corriqueira e corretiva. Ou seja, assumia tanto as trocas de lâmpadas, reatores e baterias (manutenção corriqueira) quanto a correção de defeitos graves e troca do controlador (manutenção corretiva). Dada a frequência, as distâncias e a qualidade das estradas, a manutenção corriqueira resulta em grande esforço (físico e econômico) por parte da concessionária, que busca formas de se desonerar do encargo.

---

<sup>62</sup> Segundo avaliação o Agente de Negócios da CEMIG de Araçuaí, em entrevista concedida em Maio/2000, Araçuaí, Minas Gerais.

<sup>63</sup> Central de reclamações e reparos localizada na prefeitura.

Neste sentido, vale analisar a causa maior de defeito, ligada principalmente aos reatores e lâmpadas de corrente contínua e à falta de material de reposição. O problema detectado é que o consumidor, mesmo que tome a iniciativa de não esperar pela concessionária para reparar o ponto de luz defeituoso, não encontra estes itens no mercado próximo à sua comunidade e, na falta de opção, fica sem o serviço do ponto luminoso.

Como solução, a concessionária estuda fomentar a comercialização destes componentes pela rede de distribuição de materiais elétricos e desocupar-se da responsabilidade de manutenção nestes casos. Antes que isto seja possível, deve ser resolvido o impasse na execução da garantia dada pelo fornecedor dos reatores e lâmpadas e repassada formalmente a responsabilidade de troca ao usuário. Nota-se o descompasso entre a agilidade de gestão necessária à sustentabilidade da ERFD e o longo tempo decorrido até a solução de um defeito.

Um segundo viés de ruptura da sustentabilidade do programa está relacionado à indefinição quanto à cobrança pelo serviço. O usuário, informado em primeira instância que pagaria R\$5 ou R\$10 para ter o SFD, não sabe mais quanto e como pagar. A CEMIG tenta encontrar um modelo de arrecadação para o usuário de SFDs, que seja aceito pelo seu departamento jurídico e que não esteja em desacordo com a ANEEL, mas esbarra nas inúmeras negociações e perde tempo.

Internamente, a concessionária estrutura a forma do cadastro dos usuários de SFDs e discorre sobre a viabilidade econômica de emissão de fatura, a cobrança em caso de inadimplência, as alternativas de corte aplicáveis aos SFDs (remoção do módulo, colocação de lacre, etc.) e critérios de restabelecimento. Ou seja, procura a relação comercial "fornecimento, arrecadação, suspensão e restabelecimento do fornecimento" adaptada aos "consumidores fotovoltaicos".

No momento do trabalho de campo a captação de recursos para manutenção era inexistente e a tendência era montar um esquema de tarifa-pelo-serviço subsidiada, à semelhança de um consumidor ligado à rede elétrica, que paga pelo consumo mínimo tarifável.

#### 2.4.5. Funcionamento financeiro e nível de subsídio

O Programa Luz Solar de Pré-Eletrificação Rural conta com o apoio do KfW alemão (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*), que concedeu o diferencial de juro de um empréstimo para ampliação do sistema de transmissão para ações "sociais" na CEMIG. A própria CEMIG contribui para o programa com 5% de seu lucro líquido.

A fase 1 do programa, iniciada em 1999 e ainda em andamento, prevê a instalação de 500 sistemas domiciliares em vários municípios das superintendências Norte e Leste da CEMIG. Os SFDs foram comercializados pelos Agentes de Negócios regionais e foram objeto de contrato entre a CEMIG e as prefeituras, com a seguinte divisão de custos iniciais (equipamentos e instalação): 64% assumido pela CEMIG e 36% pelas prefeituras em 12 meses, com repasse de até 18% para o usuário final. Sabe-se, através do trabalho de campo no Pólo de Araçuaí, que as prefeituras foram majoritariamente adimplentes, mas não cobraram nada dos usuários finais.

No ano de 1999, foram investidos no município de Araçuaí, em expansão da rede convencional, um total de R\$877.345 para atendimento de 653 novos consumidores (R\$1.344/consumidor), sendo R\$546.781 assumido pela CEMIG, R\$161.149 pela prefeitura e R\$169.415 pelos consumidores, conforme prestação de conta da prefeitura, publicada no Jornal "Moenda" de janeiro de 2000 (PREFEITURA MUNICIPAL DE ARAÇUAÍ, 2000). A maior parte dos novos consumidores da rede (91%) recebeu subsídio da CEMIG de R\$715 (município categoria 4, tabela 2.6). Em média, a CEMIG arcou com 63% do investimento inicial, o município com 18% e os consumidores com os outros 19%.

A ERFD também apresentou grande crescimento e percentual semelhante de participação da CEMIG, 64%, foi aplicado para a negociação dos primeiros 500 de 5000 SFD do "Programa Luz Solar de Pré-Estruturação Rural"<sup>64</sup>. Destes 500 sistemas, 182 foram instalados no Pólo de Araçuaí, conforme mencionado.

Este montante significa que a CEMIG arcou em média com R\$1.051 por consumidor atendido com energia solar fotovoltaica no Pólo Araçuaí. Para os usuários atendidos com sistema simples de 53Wp, o valor pago pela CEMIG foi de R\$867 e para aqueles com sistema duplo de 106Wp, R\$1271. Estes valores são superiores aos R\$715/consumidor oferecido pela concessionária para a rede convencional no mesmo período, dentro das regras do Programa Luz de Minas (rede).

Segundo as cartas-acordo assinadas em 22/10/98 entre a CEMIG e as prefeituras, o sistema simples comercializado no Pólo de Araçuaí foi orçado em R\$1.354 e o sistema duplo, R\$1.986, incluso instalação. Descontada a parte da CEMIG, as prefeituras arcaram com R\$487 nos sistemas simples e R\$715 nos duplos. Em particular, a prefeitura de Araçuaí havia resolvido repassar metade de seu ônus para o usuário final, ou seja, 18% do custo total do sistema.

---

<sup>64</sup> Absorvido ao final de 1999 pelo "LUMIAR".

Foi verificado, no entanto, que isto não ocorreu, "pois as instalações foram consideradas piloto" segundo uma técnica da Secretaria de Agricultura da prefeitura. Apurou-se também problema quanto ao tempo decorrido entre a instalação dos sistemas e a definição do procedimento de cobrança, o que desmobilizou a população atendida quanto à responsabilidade de participação no investimento inicial.

Vale ainda ressaltar que, para as fases seguintes, o programa de eletrificação rural fotovoltaico foi incluído no LUMIAR e a parte assumida pela CEMIG resultará em R\$1.300 (tabela 2.5) tanto para a rede quanto para os SFDs. A percentagem deste montante em relação ao custo de equipamentos e instalação será o subsídio ao investimento inicial praticado pela concessionária, o que significa que, ao contrário do método praticado na fase 1, os usuários de sistema simples receberão percentualmente mais subsídios do que aqueles de sistema duplo.

A tabela 2.4 a seguir resume os números da comercialização.

**Tabela 2.4:** Números e investimentos na comercialização de SFDs no Pólo de Araçuaí.

Município	Num. SFD	R\$ Total	R\$ Prefeitura	R\$ CEMIG	Tipo de SFD	Num. SFD	R\$ Total	R\$ Prefeitura	R\$ CEMIG
Araçuaí	65	120.224	43.281	76.943	Simple	14	18.960	6.826	12.135
					Duplo	51	101.264	36.455	64.809
Itinga	52	70.424	25.353	45.071	Simple	52	70.424	25.352	45.071
					Duplo	--	--	--	--
Chapada do Norte	65	108.230	38.963	69.267	Simple	33	44.692	16.089	28.603
					Duplo	32	63.538	22.874	40.664

Nota-se na tabela 2.4 que 84% do capital investido no município de Araçuaí pela CEMIG e pela prefeitura foi em sistemas duplos, contra apenas 16% em sistemas simples. Em Chapada do Norte, onde se tem 50% de cada tipo de sistema, a proporção em relação ao capital investido ficou em 41% para sistemas simples e 59% para duplos.

Este exercício numérico serve para indicar a importância de se oferecer um subsídio não em forma de percentual do capital investido, mas sim em determinado montante por consumidor atendido. Esta atitude beneficia igualmente todos os usuários, independente do tamanho de seu sistema e da tecnologia utilizada para seu atendimento, se rede convencional ou fotovoltaico.

O LUMIAR, como um todo, prevê a conexão de 185.000 novos consumidores rurais, divididos em 144.000 Pequenos Produtores Rurais (PPR), 40.000 Produtores Rurais Típicos (PRT) e Grandes Produtores Rurais (GPR). Um PPR é definido como aquele morador na área

rural, que "utiliza a energia elétrica como bem de consumo, prioritariamente para fins domésticos" (CEMIG CM/PM, 2000). Para estes, o subsídio oferecido ao investimento inicial segue a tabela 2.5 abaixo, conforme a classificação do município em índice de % de pobreza, fornecido pela Fundação João Pinheiro de Minas Gerais.

**Tabela 2.5:** Classificação de municípios para fins de subsídios.

<b>Classe de Município</b>	<b>Quantidade de Municípios</b>	<b>Participação CEMIG (R\$/ cons.)</b>
<b>A</b>	428	1.300,00
<b>B</b>	245	1.100,00
<b>C</b>	101	800,00

Fonte: Manual de Operacionalização do LUMIAR (CEMIG CM/PM, 2000).

Este critério de classificação substituiu o do extinto programa de eletrificação rural Luz de Minas, que era baseado no repasse de ICMS do Estado e de FPM (Fundo de Participação dos Municípios) da União. Os municípios com menores repasses recebiam os maiores subsídios por novo consumidor, conforme mostra a tabela 2.6.

O critério de classificação de municípios através do repasse de ICMS e FPM mascara a situação real do município em relação à condição social dos produtores de sua área rural. Por isso, foi adotado para o LUMIAR o critério através da análise da percentagem de pobres rurais e urbanos da Fundação João Pinheiro. Exemplificando, o município de Araçuaí, que, de acordo com o critério do Luz de Minas, estava na categoria 4, recebendo o segundo menor subsídio, pelo LUMIAR estará na classe A, credenciado para a maior participação da CEMIG.

**Tabela 2.6:** Antigo critério de concessão de subsídios.

<b>Categoria do Município</b>	<b>Participação CEMIG (R\$/ cons.)</b>
Categoria 1	1.073,00
Categoria 2	953,00
Categoria 3	834,00
Categoria 4	715,00
Categoria 5	598,00

Fonte: Manual de Operacionalização do LUMIAR (CEMIG CM/PM, 2000).

Assim, considerando que um usuário típico da ERFD será classificado como um PPR localizado em um município classe A, o subsídio de R\$1.300 significaria aproximadamente 100% do custo inicial médio de investimento em SFDs, a preços de outubro de 1998, conforme contrato firmado entre CEMIG e prefeituras.

Em maio de 2000, quando do trabalho de campo, segundo a Portaria DNAEE nº 347 de 20/12/91, a participação financeira da concessionária em uma nova ligação rural estava fixada em quatro tarifas fiscais para cada bloco de 200kWh/mês de demanda prevista. A Portaria DNAEE 002, de 04/01/1996, fixa o valor da tarifa fiscal, que permanece até hoje, em R\$64,48. Um pequeno consumidor rural terá tipicamente uma demanda inferior aos 200kWh/mês; portanto, a parte da concessionária seria de R\$257,92, bem inferior aos R\$1.300 oferecidos pela CEMIG, tanto para as novas ligações à rede, quanto para os SFDs.

#### 2.4.6. Adequação do valor da despesa com o SFD

Os usuários permaneceram mais de seis meses sem desembolsar nada pelo serviço de energia elétrica, visto que não vingou a idéia inicial de formação de um fundo de manutenção gerido pela prefeitura através da arrecadação de R\$5 para o sistema “simples” e R\$10 para o “duplo” (a ordem de grandeza destes valores foi originada pelo estudo de despesa energética realizado pela GTZ nas comunidades de Içara e Mão Torta, que, em 1995, com o dólar paritário ao real, identificou U\$4 para sistema simples e U\$8 para os duplos).

A concessionária ventilou a possibilidade de cobrar o usuário de SFDs pelo valor normativo da energia solar multiplicado pela energia gerada pelo SFD e consumida *in loco*. Este procedimento, no entanto, não foi adotado.

Em abril de 2000 houve discussões sobre a possibilidade de cobrança pela tarifa mínima acrescida do custo de emissão de fatura. Na época isto resultaria R\$1,86/mês para o sistema “simples” e R\$2,30/mês para o “duplo”. O pagamento desta tarifa daria ao usuário direito à manutenção do SFD, ficando sujeito a corte em caso de inadimplência.

Esta estratégia equipara o custo do acesso ao serviço entre consumidores de baixa renda servidos pela rede e “consumidores fotovoltaicos”. No entanto, a situação da manutenção dos SFDs já instalados suscitava preocupações e poderia inviabilizar a operação.

## 2.5. COPEL

### 2.5.1. Antecedentes e Contexto

A COPEL (Companhia Paranaense de Energia), concessionária estatal de energia elétrica, iniciou em agosto de 1996 um projeto piloto de ERFD na comunidade de Barra do Ararapira, localizada no Vale do Ribeira, norte do Estado do Paraná (COPEL, 2000).

A região do projeto está contida numa área de preservação ambiental com restrições de passagem da rede convencional e distante apenas 250 km da cidade de São Paulo. Apesar de o Vale do Ribeira ter sido ocupado logo nos primeiros anos da colonização brasileira, ele permanece num estágio "atrasado" de desenvolvimento, quando comparado com outras partes do Estado do Paraná e São Paulo.

Graças a este estágio "atrasado", o meio ambiente original está bastante preservado e a área é reconhecida internacionalmente pela relevância de sua biodiversidade e da procriação de animais. A paisagem estonteantemente bonita da região é devida a uma combinação equilibrada de mangue, ilhas e floresta sub-tropical.

A população rural da região de mangues do Vale do Ribeira vive principalmente da pesca e extração (ou cultivo) de ostras. O ecoturismo já chegou à região como uma alternativa de renda. Em Barra do Ararapira as pessoas tiram seu sustento basicamente do comércio de peixe fresco e peixe salgado.

O projeto piloto de 1996 em Barra do Ararapira objetivou a eletrificação de 35 domicílios através da utilização de um centro fotovoltaico de carga de baterias (CFCB) (figura 2.22) (COPEL, 2000), que surgiu como uma oportunidade para o estabelecimento de um sistema cooperativista ou da figura de um microempresário para administrar o fornecimento de pequenas quantidades de energia.

O financiamento do custo inicial do projeto - módulos fotovoltaicos, edifício do CFCB, kit domiciliar e outros equipamentos - veio do PRODEEM e da COPEL. A tecnologia e o treinamento dos técnicos foram fornecidos pela *Golden Photon*<sup>65</sup> e a instalação foi feita pela COPEL.

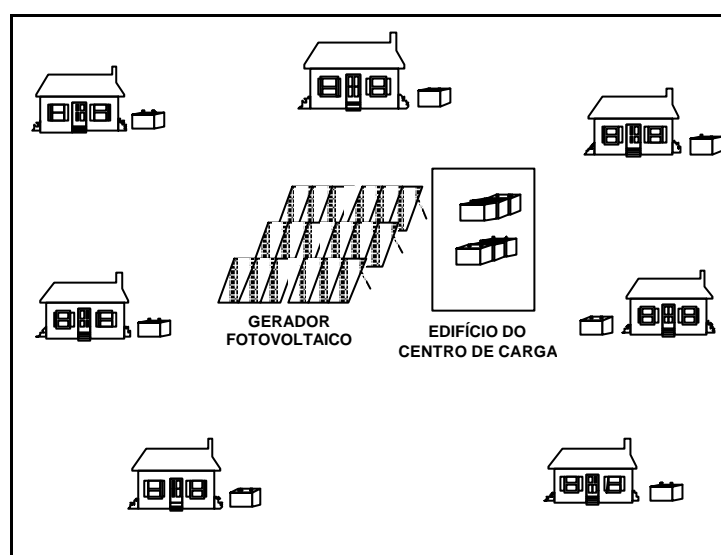
---

<sup>65</sup> Fabricante norte americano de módulos fotovoltaicos de filme fino, localizado em Golden, Colorado. A célula de filme fino dos módulos utilizados tanto no CFCB de Barra do Ararapira quanto nos do "Luz do Sol", em Alagoas, possuem semicondutor tipo-*p* de CdTe (Telureto de Cádmio) e semicondutor tipo-*n* de CdS (Sulfeto de Cádmio).



A grande vantagem preconizada para os CFCBs consiste na eliminação completa da inadimplência de pagamento pelo serviço prestado, pois, a cada recarga, o usuário paga uma quantia pré-estabelecida. Outra vantagem associada é a possibilidade de operar os CFCBs com um fator de capacidade maior do que o de SFDs, acarretando menor investimento inicial em módulos fotovoltaicos para atender o mesmo número de usuários.

No entanto, verifica-se que, devido à grande profundidade de descarga a que são submetidas as baterias, sua troca deve ser efetuada em períodos menores, acarretando altos valores de custo anual do projeto (SANTOS e ZILLES, 2001). Esta situação elimina a vantagem apontada acima.



fonte: (SANTOS e ZILLES, 2000)

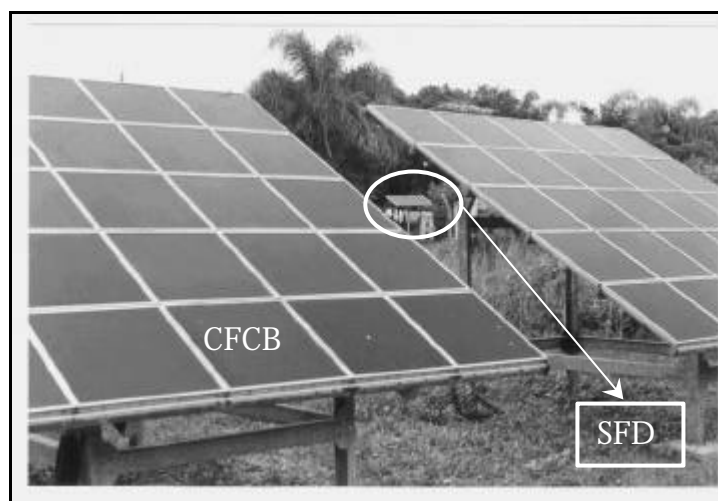
**Figura 2.22:** Configuração de um centro fotovoltaico de carga de baterias.

A experiência da COPEL revelou aspectos importantes que devem ser considerados na escolha da tecnologia e, posteriormente, na sua implantação: o referido CFCB, após um ano e meio de operação, foi substituído por 40 sistemas fotovoltaicos domiciliares. O gerador fotovoltaico e o centro de carregamento não foram desmontados, como pode ser conferido na figura 2.23.

#### 2.5.2. Adequação da solução tecnológica

Nas figuras 2.22 e 2.23 vê-se um CFCB onde o gerador fotovoltaico, instalado junto ao edifício do centro de carga, fornece energia para recarregar as baterias de usuários pertencentes à sua zona de influência.

Para executar a função de recarga, um certo número de tomadas é disponibilizado. A determinação deste número está relacionada com o quociente da quantidade de domicílios pertencentes à área de influência pelo período entre recargas desejado.



**Figura 2.23:** Gerador fotovoltaico de 1000Wp (2 arranjos fotovoltaicos de 25 módulos filme fino de 20Wp cada) do CFCB e um SFD no segundo plano. (Barra do Ararapira).

Com relação ao tempo de recarga da bateria, é proposta do Banco Mundial que seja de um dia (SGA ENERGY LIMITED, 1999). Desta forma, o usuário deixa sua bateria para carregar pela manhã e a recolhe ao anoitecer, ficando sem o serviço de eletricidade durante aquele dia de duração da recarga.

Para evitar este fato e economizar o número de viagens, um esquema semelhante ao do botijão de gás pode ser adotado, ou seja, o usuário deixa uma bateria descarregada e leva outra carregada. Para tanto, o CFCB dispõe de um número de baterias extras igual ao número total de tomadas, isto pressupondo taxa de 100% de ocupação. Este esquema, no entanto, gera uma série de conflitos entre os usuários, como comentado no item 2.5.3 relacionado à gestão e operação.

O CFCB de Barra do Ararapira foi formado por um gerador fotovoltaico de 1000Wp, composto por módulos de filme fino da *Golden Photon* (vide nota de rodapé nº 64 na página 63), 12 tomadas para recarregamento das baterias e período previsto entre recargas de 3 a 4 dias.

Cada um dos 35 domicílios recebeu a instalação da fiação interna da casa, três lâmpadas fluorescentes de 11W, uma tomada para rádio e TV e uma caixa em fibra de vidro contendo a bateria de 95Ah e o controlador de descarga (figura 2.24). Este "kit" deve ser transportado inteiro para o CFCB, sendo que os domicílios servidos por ele localizavam-se num raio de 1km de terreno plano.



**Figura 2.24:** Kit domiciliar de bateria: um controlador de descarga e uma bateria "livre de manutenção" de 95Ah.

Cada recarga da bateria custaria R\$3,50 em esquema semelhante ao do botijão de gás. Foi escolhido um empresário local para ser o responsável pelo CFCB (sem, no entanto, ser constituída legalmente uma microempresa), cuja remuneração viria das taxas de recarga. Esta taxa não incluía reposição de bateria ou outro componente.

A maior queixa dos usuários em relação ao CFCB de Barra do Ararapira era relativa à necessidade freqüente de transporte das baterias. Eles disseram que, no início, era necessária uma viagem de ida e volta a cada 3 a 4 dias e, ao final de um ano, este período já havia sido reduzido para 2 dias.

A explicação técnica para a redução no período entre recargas está no fato de as baterias perderem rapidamente capacidade devido à operação em ciclos com elevada descarga, típico do modelo CFCB. Além disto, com a necessidade de 15 recargas mensais ao invés de 8, o serviço de eletricidade ficou muito caro para as famílias. Pode-se dizer que este problema poderia ser resolvido caso baterias de maior capacidade (ou baterias solares de ciclo profundo) tivessem sido utilizadas. Cabe no entanto considerar alguns fatos: baterias de maior capacidade são maiores e mais pesadas, portanto mais difíceis de transportar; baterias solares de ciclo

profundo, além de excessivamente caras, são, em geral, importadas e dificilmente encontradas no mercado próximo à comunidade.

Vale também mencionar que uma bateria de chumbo-ácido operando no esquema do CFCB vai estar sujeita a alta corrente no processo de recarga e baixa corrente na descarga, enquanto que no SFD, tanto a corrente de carga quanto a de descarga são baixas. Isto favorece a maior vida útil da bateria nos SFDs, além da operação em ciclos de descarga menos profundos impostos pelo controlador de carga e descarga.

Outras razões identificadas para a redução do tempo de vida da bateria nos CFCBs são:

- alta profundidade de descarga acarretada por mal funcionamento sistemático do controlador de descarga,
- alta profundidade de descarga devido ao *by-pass* do controlador de descarga pelo usuário,
- entrega de baterias parcialmente carregadas aos usuários,
- falha provocada pelo transporte (por exemplo, ruptura das placas e derramamento de eletrólito).

Outra questão ligada à solução técnica empregada na COPEL está relacionada às luminárias de 11W utilizadas no projeto, as quais possuíam a lâmpada e o reator num conjunto único e inseparável (figura 2.25). O defeito em uma parte ocasionava a troca do conjunto. Não era possível encontrar peça de reposição na região e várias destas luminárias foram inutilizadas.



**Figura 2.25:** Luminárias de 11W com lâmpada e reator formando conjunto único e não desacoplável.

Algumas lições gerais aprendidas da experiência com o CFCB de Barra do Ararapira:

- os CFCBs pressupõem o transporte periódico das baterias, que pesam, em média, 25kg e isto não é apreciado pelo usuário,
- as baterias ficam submetidas a profundidades de descarga superiores às previstas para SFDs e, portanto, morrem mais cedo. Além desta característica, intrínseca ao projeto, o usuário tende, de qualquer forma, a permitir maior descarga da bateria, pois isto significa menor desembolso periódico para recargas,
- dias de pouco Sol não afetam igualmente todos os usuários. Os atingidos serão aqueles que estão tendo suas baterias carregadas no momento da falta de Sol,
- lâmpadas e reatores devem ser de fácil substituição.

### 2.5.3. Modelo de gestão e operação

Há basicamente três lógicas de implementação de projetos de eletrificação rural fotovoltaica utilizando os CFCBs: totalmente privada, privada com subsídios e pública-privada.

A lógica totalmente privada pressupõe a compra, manutenção e operação do sistema por um agente privado, que contrai financiamento em condições de mercado, para a compra dos equipamentos, e recupera seu investimento através da cobrança de taxa de recarga das baterias. A troca de baterias, controladores, lâmpadas e reatores fica a cargo do usuário, ou, mediante pagamento, a cargo do agente privado.

Na lógica privada com subsídio, o funcionamento é muito parecido com o descrito no parágrafo anterior, excetuando que as condições do financiamento são facilitadas por fundos ou linhas de crédito específicas de apoio ao desenvolvimento rural ou às energias renováveis.

Finalmente, quando se trata de um projeto de parceria do público com o privado, o subsídio vem na forma de repasse dos equipamentos do CFCB para a comunidade através da concessionária, programa de governo ou ONG. O gerenciamento do centro é delegado a um empreendedor, que fica responsável pela recarga das baterias e pela manutenção e recolhe a taxa correspondente ao serviço prestado. Nesta taxa está embutido o salário do empreendedor, mas não a reposição das baterias e controladores. Dentro deste esquema a reposição das luminárias e das baterias é de responsabilidade do usuário.

A esta última lógica pertence o projeto de Barra do Ararapira da COPEL. Seu mercado potencial foi estabelecido através da determinação de uma distância de influência do CFCB, no caso 1km. O Banco Mundial, no entanto, sugere uma área de influência de raio 12km para terrenos planos (SGA ENERGY LIMITED, 1999), significando que, aquele usuário que estiver na borda da zona de influência deverá empreender grande tarefa para ter recarregada sua bateria. Outros autores (SNYMAN e ENSLIN, 1995; GTZ, 1995: 40-46) sugerem a determinação do mercado em número de domicílios atendidos variando entre 30 e 40.

Os CFCBs são geralmente calculados para repor a carga da bateria em um dia. O usuário deixa sua bateria “vazia” e pega uma “cheia”. Este processo, denominado estratégia do botijão de gás, para bem funcionar implica em que todas as baterias tenham o mesmo tipo de utilização e todos os dias sejam igualmente ensolarados, senão haverá conflito entre os usuários, devido à percepção de diferenças na capacidade das várias baterias que leva para casa.

A discrepância de modo de consumo entre os usuários - que não são proprietários de uma bateria específica - submete as baterias a variadas profundidades de descarga, o que se reflete diretamente em diferenças de vida útil. As baterias passam a não oferecer serviço equivalente após alguns ciclos de carga e descarga. O usuário, por sua vez, começa a supor que o responsável pelo CFCB esteja praticando favoritismo, não lhe entregando bateria devidamente carregada. De fato, com a diminuição anormal da capacidade de carga das baterias, os usuários precisam recorrer ao CFCB mais a miúdo. O CFCB, por sua vez, não foi dimensionado para tal demanda e o empreendedor acaba não podendo realmente carregar a 100% as baterias.

Diante disto, a comunidade de Barra do Ararapira decidiu não mais pagar as taxas de recarga. O empresário deixou de ter interesse em manter o negócio e encerrou suas atividades (fato similar ocorreu no Estado de Alagoas). A continuidade do projeto ficou comprometida.

Em resumo, o "esquema do botijão de gás" evita inúmeras viagens do usuário ao centro de carga (basta na realidade uma ida e volta) e a falta de eletricidade nos dias de carregamento da bateria. No entanto, não garante que o usuário terá disponível quantidade uniforme de energia e que as baterias terão tempo de vida similares.

No projeto de Barra do Ararapira não havia previsão de captação de recursos para a manutenção e a diminuição drástica da capacidade das baterias, devido à operação em ciclos profundos de descarga, agravou o problema de substituição das baterias.

Diante dos problemas expostos, o modelo CFCB deveria se justificar por uma significativa redução geral nos custos e pela oportunidade de criar negócios locais. No entanto, embora custos mais baixos sejam teoricamente possíveis, a análise do custo anual real de um CFCB

sob ponto de vista do usuário contra aquele de um SFD, prova que estas justificativas não são válidas.

#### 2.5.4. Funcionamento financeiro e nível de subsídio

O projeto foi implementado dentro da lógica pública-privada, ou seja, o PRODEEM, do Ministério de Minas e Energia, financiou os equipamentos, a *Golden Photon* forneceu os equipamentos e providenciou treinamento, a COPEL instalou, informou usuários e designou um agente privado para gerenciar o centro. A taxa de recarga da bateria foi estipulada em R\$3,50. O CFCB funcionou durante aproximadamente um ano e meio, sendo em seguida abandonado em favor de SFDs.

As razões técnicas e gerenciais para o abandono foram discutidas nos itens anteriores e podem ser resumidas em (SANTOS e ZILLES, 2000):

- dificuldade no transporte da bateria, especialmente para os idosos,
- aumento da frequência de recargas após os primeiros meses de funcionamento,
- falha no controlador de carga e descarga,
- desavenças quanto à cobrança da tarifa,
- favorecimento de amigos e parentes por parte do responsável pelo centro,
- morte ou diminuição drástica da capacidade de carga das baterias após um ano de uso.

Estas razões podem ser refletidas em uma comparação entre o custo anual do CFCB e de um SFD de serviço similar, sob o ponto de vista do usuário.

As duas alternativas foram comparadas economicamente, do ponto de vista do investimento inicial em módulos e da reposição de baterias. Os outros itens de custo foram considerados semelhantes nos dois casos (SANTOS e ZILLES, 2001).

Esta consideração não é senso comum entre os profissionais de eletrificação rural fotovoltaica. Por exemplo, o Banco Mundial (SGA ENERGY LIMITED, 1999) considera o custo de O&M nos CFCB apenas 5% do custo inicial e para os SFDs, 20%. No Brasil não há evidências de campo que corroborem estes percentuais e, para o suprimento de quantidade diária semelhante de energia, o CFCB e o SFD não apresentam diferenças significativas na O&M (SANTOS e ZILLES, 2001).

A primeira parte da análise comparativa do custo anual do CFCB e do SFD levou em consideração o custo de módulos e baterias e o fornecimento domiciliar de quantidade

equivalente de energia. Os parâmetros de dimensionamento das duas alternativas equivalentes em termos de serviço oferecido (100Wh/dia) estão apresentados a seguir:

- mercado: 35 domicílios
- demanda diária por domicílios: 100Wh
- radiação solar: 2,7kWh/m<sup>2</sup> (MACÊDO *et alli*, 1981)
- período de recarga: 1 dia
- período entre recargas: 5 dias
- tomadas para recarga: 7

A tabela 2.7 mostra os resultados do dimensionamento do CFCB e do SFD equivalentes em serviço (fornecimento diário de energia elétrica).

**Tabela 2.7:** Resultado do dimensionamento do CFCB e do SFD equivalente.

	<b>CFCB</b>	<b>SFD</b>
<b>Bateria</b>	75 Ah	95 Ah
<b>Gerador Fotovoltaico</b>	1500 Wp	50 Wp

Após determinar a capacidade necessária em módulos fotovoltaicos (Wp) e em baterias (Ah/domicílio) para fornecer 100Wh/dia/domicílio, foi realizada uma avaliação do fator de capacidade do CFCB contra aquele do SFD equivalente. Também foi determinada a profundidade de descarga em regime normal de operação. Os resultados estão na tabela 2.8 e a definição de fator de capacidade (FC) é dada pela equação [2.1]:

$$CF = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{nom} \cdot 8760h} \quad [2.1]$$

onde,

P(t): Potência entregue pelo sistema no instante t, medida em W

P<sub>nom</sub>: Potência nominal instalada em Wp

**Tabela 2.8:** Fator de capacidade e profundidade de descarga da bateria.

	<b>CFCB</b>	<b>SFD</b>
<b>Fator de capacidade (%)</b>	9,7%	8,3%
<b>Profundidade de descarga da Bateria</b>	56%*	8,8%**

fonte: (SANTOS e ZILLES, 2001)

\* Profundidade de descarga após 5 dias

\*\* Profundidade diária de descarga



De acordo com a tabela 2.8 o fator de capacidade do CFCB é ligeiramente maior do que o do SFD equivalente. No entanto a vida da bateria, que depende da profundidade dos ciclos de carga e descarga (e do intervalo entre eles), será acentuadamente menor no caso do CFCB.

De fato, foi identificado em Barra do Ararapira que o tempo médio de vida da bateria foi de um ano, mas períodos menores foram reportados. Em um SFD dimensionado de forma a garantir uma boa relação de geração, acumulação e consumo, obtém-se vida da bateria de 3 anos.

O custo anualizado do CFCB e do SFD estão apresentados na tabela 2.9 e os seguintes parâmetros econômicos foram considerados:

- Período de recuperação do capital: 25 anos,
- Custo unitário dos módulos: R\$15/Wp,
- Custo unitário da bateria: R\$2,5/Ah.

Considerando o modelo de implementação público-privado baseado em microempresários, é razoável tomar a taxa de desconto como sendo o juro praticado nos projetos financiados por bancos de fomento ao desenvolvimento, ou seja, cerca de 14%aa (6%+TJLP<sup>66</sup>) em junho 2001.

**Tabela 2.9:** Custo anualizado do CFCB e do SFD para serviço equivalente.

	<b>CFCB</b>		<b>SFD</b>
	Vida da Bateria:	Vida da Bateria:	Vida da Bateria:
Taxa de desconto	1 ano	2 anos	3 anos
6%	256	144	146
14%	322	216	218

Com esta taxa (14%), o custo anual de reposição das baterias sob o ponto de vista do usuário só seria equivalente caso a bateria do CFCB durasse 2 anos. Contudo, a experiência da Barra do Ararapira mostrou que o tempo de vida das baterias no CFCB não passa de um ano e, neste caso, o usuário CFCB teria de arcar com um custo anual 47% maior do que se fosse servido por um SFD.

<sup>66</sup> Taxa de Juro de Longo Prazo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. O valor da TJLP é fixado periodicamente pelo Banco Central do Brasil, de acordo com as normas do Conselho Monetário Nacional e pode ser obtido nos jornais de grande circulação no país.

Para uma taxa de 6%, correspondente à situação onde o usuário pratica poupança própria para reposição da bateria, o CFCB seria 75% mais caro do que o SFD equivalente.

A segunda parte da análise procurou utilizar a mesma metodologia empregada na primeira parte para cálculo do custo anual das duas alternativas realmente instaladas em Barra do Ararapira. As características do CFCB de 1000Wp e dos SFDs de Barra do Ararapira estão expostas na tabela 2.10.

**Tabela 2.10:** Características técnicas dos sistemas.

	<b>CFCB</b>	<b>SFD</b>
<i>Módulos</i>	28,6 Wp por domicílio	75 Wp
<i>Bateria</i>	95 Ah C <sub>20</sub>	95 Ah C <sub>20</sub>
<i>Cargas</i>	3 luminárias de 11W e 1 tomada para rádio e TV	3 luminárias de 11W e 1 tomada para rádio e TV
<i>Energia disponível no pior mês</i>	77Wh/dia	202 Wh/dia
<i>Tempo de vida da bateria</i>	1 ano	3 anos

fonte: (SANTOS e ZILLES, 2000)

Nota-se que, tanto para o CFCB quanto para o SFD, os mesmos usos finais são oferecidos. A diferença está na quantidade de energia diária disponível por domicílio, que se refletirá no número de horas de utilização, visivelmente maior no SFD.

Cabe agora analisar o perfil financeiro das duas opções de atendimento, adotando como taxa de desconto o valor de 9%, que reflete a rentabilidade do patrimônio líquido da COPEL no exercício de 1998 (COPEL, 1999) e tempo de retorno do investimento igual à vida útil estimada dos módulos fotovoltaicos, ou seja, 25 anos.

Nestas condições, apresenta-se na tabela 2.11 o custo do ciclo de vida anualizado por domicílio para o CFCB e para o SFD, considerando, como na primeira parte da análise, R\$15/Wp e R\$2,5/Ah C<sub>20</sub>.

Vê-se na tabela 2.11 que, sob o ponto de vista da concessionária de energia elétrica, o custo anual de um domicílio atendido pelo CFCB é 48% maior do que se fosse atendido por SFD.

**Tabela 2.11:** Custo anualizado (sem mão-de-obra) do CFCB e dos SFDs sob o ponto de vista da COPEL (taxa de desconto de 9%).

<b>CFCB</b>	<b>SFD</b>	<b>D%</b>
R\$ 317	R\$ 215	48%

Supondo que o projeto fosse via concessionária, que a tarifa de R\$3,50 por recarga seja a remuneração pela prestação do serviço e que nenhum subsídio fosse concedido. Supondo ainda que haja uma recarga a cada 3 dias (10/mês), ou seja, 122 recargas anuais, o usuário reembolsaria para a concessionária R\$427. A diferença entre este valor e os R\$317 da tabela 2.11 resulta em R\$110, que, em tese, cobriria o custo da mão de obra de manutenção a ser incorrido pela concessionária.

Em se mantendo os mesmos R\$110 de margem da concessionária, caso em que o CFCB e o SFD seriam economicamente indiferentes, o SFD teria um custo anual de R\$325 (R\$215 + R\$110) e o usuário do SFD pagaria R\$27/mês, inferior a R\$35/mês para o CFCB (10 recargas mensais multiplicadas por R\$3,50/recarga). Vê-se que, do ponto de vista do usuário, mesmo se a ERFD fosse de responsabilidade da concessionária, o SFD seria preferido ao CFCB.

Considerando que, na realidade, os equipamentos foram doados à comunidade e foi adotado o modelo via microempresário sem previsão de reposição de materiais, vale verificar o quanto deveria despende um usuário para repor sua bateria, considerando taxa de desconto de 6% ao longo de 25 anos em um e outro caso. O resultado encontra-se na tabela 2.12.

**Tabela 2.12:** Valor anual das trocas de baterias sob o ponto de vista do usuário (taxa de desconto de 5%).

CFCB	SFD	D%
R\$245	R\$111	123%

Ou seja, para o usuário, o CFCB custa 123% mais caro, caso seja ele que arque inteiramente com o custo das trocas de baterias ao longo de toda vida útil do módulo fotovoltaico.

Em resumo, apesar de o CFCB ter sido introduzido na comunidade de Barra do Arapira sem ônus para o usuário ou microempresário, o custo decorrente da manutenção e reposição de baterias demonstrou-se maior do que o previsto e a preferência recaiu nos SFDs, que, ao menos em termos de substituição das baterias é mais barato e proporciona maior conforto.

## 2.6. Programa “Luz do Sol”, Alagoas

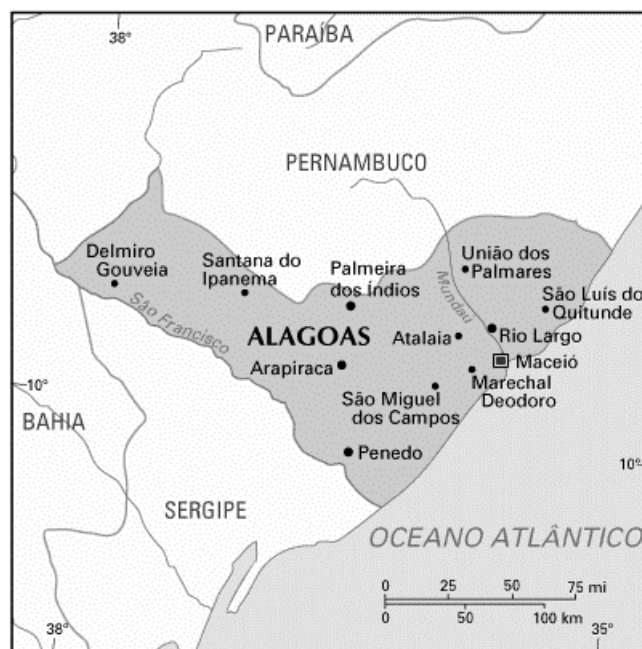
A eletrificação no Estado de Alagoas é deficitária com índice de não atendimento concentrado na população de baixa renda. Segundo a PNAD 1999, cerca de 32% dos domicílios rurais de Alagoas não têm acesso à energia elétrica. Do total de domicílios rurais, 60% tem renda

inferior a 2 salários mínimos e destes, 42% não possui iluminação elétrica (IBGE/PNAD, 2000).

Alagoas é o segundo menor Estado da Região Nordeste do Brasil e está compreendido entre as latitudes 8°30'S e 10°30'S. É cortado transversalmente pela rodovia BR 316, ligação entre Maceió e o sertão e principal via de acesso aos projetos de ERFD lançados pela ONG Fundação Teotônio Vilela (FTV)<sup>67</sup> na região de Santana do Ipanema e Palmeira dos Índios (Figura 2.26).

Através de uma parceria da Fundação Teotônio Vilela com o Banco do Nordeste do Brasil (BN) foi implementado no sertão do Estado o programa de ERFD "Luz do Sol", a partir da criação e do desenvolvimento de microempresas locais prestadoras de serviço de energia fotovoltaica.

O sertão "das Alagoas" possui clima semi-árido e, tanto quanto em outras regiões do semi-árido nordestino, a agricultura é basicamente de subsistência, com "poupança" feita através do estoque da safra de milho, algodão e feijão e da plantação da palma para o período de estiagem.



fonte: <http://www.guianet.com.br/al/mapaal.htm> em 18/03/2002

**Figura 2.26:** Mapa do Estado de Alagoas.

<sup>67</sup> Atualmente o programa "Luz do Sol" foi assumido pela ONG "Eco-Engenho", que absorveu também os profissionais ligados ao programa.

A região onde se concentra o projeto é cortada por linhas de alta tensão, conforme observado na figura 2.27. Uma derivação destas linhas para atendimento da população não é possível sem a construção de uma grande subestação abaixadora. No entanto, esta restrição não é bem compreendida pela população local.



**Figura 2.27:** Região do projeto Luz do Sol e linhas de alta tensão.

No momento do trabalho de campo, em fevereiro de 2001, já haviam sido criadas 69 microempresas e instalados cerca de 2000 SFDs, os primeiros datando de novembro de 1998. O empenho do pessoal da FTV (agora trabalhando na Eco-Engenho) possibilitou ao Programa “Luz do Sol” sobreviver a inúmeros percalços, discutidos adiante. No entanto, foram identificados aspectos relativos ao desenho dos SFDs, à manutenção e à cobrança, que podem vir a comprometer a longevidade dos SFDs e do mecanismo de gestão e operação.

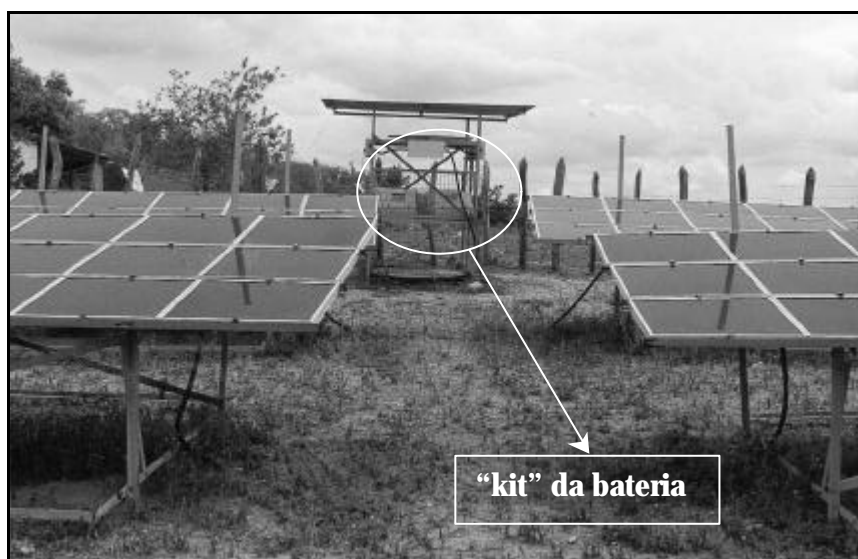
#### 2.6.1. Antecedentes e Contexto

O envolvimento da FTV com a eletrificação rural fotovoltaica data de 1996, quando, em parceria com a *Golden Photon* (vide nota de rodapé nº 64 na página 63) e com o Banco do Nordeste (BN), foi concebido o programa "Luz do Sol" de eletrificação baseado em centros fotovoltaicos de carga de baterias e microempresas locais prestadoras de serviço de energia fotovoltaica (Figura 2.28).

A *Golden Photon* financiou a parte americana dos equipamentos (módulos da tecnologia filme fino, controladores de carga e baterias) enquanto o BN financiou as microempresas para

compra dos componentes brasileiros. A FTV ficou incumbida de estabelecer as microempresas, treiná-las e monitorá-las.

Através destes financiamentos, a *Golden Photon* acreditou que o programa "Luz do Sol" pudesse criar microempresas em número suficiente para tornar comercialmente interessante a pequena margem de lucro advinda de cada centro de carga de baterias instalado. Acreditava-se também que o fato de legar a propriedade dos sistemas aos microempresários assegurava o pagamento pelo financiamento e pela manutenção. O "Luz do Sol" iniciou atividades com a identificação e mobilização de comunidades, seleção e treinamento de possíveis empresários, estabelecimento das microempresas e, finalmente, com a instalação dos SFDs e monitoramento da operação. O programa foi concebido para ser auto-sustentável e independente do setor público. O caminho para seu estabelecimento foi árduo e longo, mas os profissionais da FTV conseguiram superar os inúmeros obstáculos burocráticos e criaram um procedimento para criação de microempresas e aprovação dos financiamentos junto ao BN (D'ADDARIO, 2000).



**Figura 2.28:** CFCB em Alagoas com módulos filme fino e kit da bateria ao fundo.

O lado técnico dos centros de carga de baterias apresentou-se bastante conturbado e os problemas nunca chegaram a ser realmente resolvidos. O centro de carga de baterias incluía a estação de carregamento e kits domésticos contendo bateria, controlador de descarga, luminárias e fiação. Os problemas ocorreram principalmente nos kits domésticos, com falha sistemática nos controladores de descarga e reatores das luminárias CC (houve chamada para substituição (*recall*) de 1000 reatores e destes, cerca de 75% falhou novamente).

A *Golden Photon* não testou em condições de campo os componentes do CFCB antes de partir para a comercialização e não realizou controle de qualidade eficiente nos processos de compra. O fato de a *Golden Photon* estar gerenciando a parte tecnológica a partir dos EUA dificultou ainda mais a interação com o campo e a agilidade na tomada de decisões. Ainda, os módulos de filme fino dos primeiros 20 centros de carga instalados empregavam tecnologia de fabricação da *Golden Photon*, que estava ainda em fase de testes e acabou não apresentando a potência desejada e índice de degradação aceitável.

Como o objetivo da *Golden Photon* era comercial, o que deveria ter sido um piloto técnico transformou-se em um programa tocado de forma a atingir as projeções de venda. Este mesmo problema foi encontrado na experiência da JV Shell-Eskom na África do Sul.

Com a alta incidência de falhas, foi virtualmente impossível reparar os problemas com o programa em pleno andamento<sup>68</sup>, visto que os sistemas espalhavam-se em 2500 km<sup>2</sup> de acesso ruim e os ajustes técnicos e as decisões de gerência eram feitas longe do campo, em Maceió, no Rio e nos EUA. Em consequência disto, o tempo decorrido entre detecção da falha, análise do problema e reparo podia levar perto de seis meses e muito esforço e dinheiro foram perdidos.

Acima da questão financeira e, certamente desastroso para a sustentabilidade do programa, está o fato de que os usuários que haviam sido convencidos pela FTV a adotar a tecnologia fotovoltaica foram deixados sem o serviço.

Paralelamente aos problemas técnicos, houve uma superestimativa da demanda domiciliar diária e, conseqüentemente, do número de recargas de bateria necessárias para suprir o consumo real do usuário. O retorno financeiro do microempresário ficou comprometido, assim como a amortização do financiamento e a margem da *Golden Photon*.

O menor número de recargas por usuário e a alta incidência de sistemas defeituosos resultaram numa arrecadação total que não incentivava o microempresário a dedicar o tempo necessário ao funcionamento do CFCB. As entrevistas de campo identificaram ainda que os usuários consideram inadequado o transporte periódico da bateria até o CFCB e não entendem a razão de equipamentos semelhantes apresentarem variações na duração da recarga e no período entre recargas. Este fato - relacionado ao consumo diário típico e ao funcionamento do controlador de descarga - acaba gerando desconfiança na tecnologia e é atribuído à má fé do microempresário.

Além disto, os cálculos financeiros do "Luz do Sol" indicavam que havia a necessidade de um número mínimo de 50 usuários por CFCB para tornar a iniciativa atrativa do ponto de vista econômico. Como na região do projeto os domicílios estão dispersos, o programa espalhou-se por vastos 2500km<sup>2</sup> para atingir a meta de os 50 domicílios por CFCB.

Em face das dificuldades relatadas e da perda financeira de quase US\$2 milhões em três anos, a *Golden Photon* retirou-se do programa em agosto de 1998. A FTV conseguiu renegociar o "Luz do Sol" com o Banco do Nordeste contra a promessa de transformar os centros de carga em sistemas individuais (SFDs). Na renegociação, o Banco do Nordeste passou a financiar 96% da compra de equipamentos e foi mantido o modelo de microempresas. As condições do empréstimo prevêem uma amortização em 12 anos, seis meses de carência e juro de 9% ao ano. A garantia do empréstimo é a alienação fiduciária dos bens financiados e o custo para o usuário é de R\$13,50/mês.

A experiência com os CFCB possibilitou a capacitação de profissionais dentro da FTV para lidar com os meandros da implementação de um programa de microempresas de ERFD, com a especial atenção para o procedimento de criação destas microempresas e de aprovação de pequenos créditos junto ao Banco do Nordeste. O desmonte dos CFCB forneceu os módulos para a instalação de 480 SFDs e ofereceu a possibilidade de treinar um técnico de campo para fiscalizar instalações e providenciar manutenção.

Em fevereiro de 2001 já haviam sido criadas, através do "Luz do Sol", 69 microempresas e instalados cerca de 2000 SFDs, os primeiros datando de novembro de 1998.

#### 2.6.2. Processo de introdução da ERFD

Nas comunidades onde havia um CFCB, a microempresa estava constituída e as pessoas já conheciam - negativamente - a energia solar fotovoltaica. Nestas comunidades o trabalho de convencimento para transformar o CFCB em SFDs foi grande e algumas não aceitaram.

A partir das informações colhidas durante as entrevistas com o coordenador geral do "Luz do Sol"<sup>69</sup>, com o técnico de campo e com o agente mobilizador<sup>70</sup>, acrescidas da descrição de

---

<sup>68</sup> "running at full speed" como colocou Patrick D'Addario, um dos participantes do programa, em entrevista via email em 14/12/2000.

<sup>69</sup> Entrevista concedida pelo Sr José Roberto da Fonseca da FTV (atualmente na Eco-Engenho), em 12/02/2001, Maceió, Alagoas.

<sup>70</sup> Entrevistas concedidas durante o trabalho de campo pelo Sr Antônio Palmeira, técnico de campo da FTV, de 13 a 15/02/2001, Santana do Ipanema, Alagoas.



Patrick D'Addario (D'ADDARIO, 2000), foi possível traçar o procedimento adotado para introdução da ERFD em uma nova comunidade, que segue os seguintes passos:

#### Fase 1: Contato

- Mobilização feita por um profissional do agente implementador com reunião geral da comunidade, demonstração através de um "kit solar", explicação quanto ao funcionamento e limites do SFD, à participação financeira e às penalidades em caso de não pagamento e coleta de inscrições de novos usuários.
- Identificação do potencial microempresário.

#### Fase 2: Criação da microempresa (totalmente conduzida pelo agente implementador)

- Providenciar a documentação do microempresário (muitas vezes inexistente): RG e CPF, e certidão de não devedor (ausência de débitos junto ao sistema bancário, fisco e comércio),
- De posse dos documentos acima, obter o CGC na Junta Comercial,
- Registro do CGC.

#### Fase 3: Arranjos Financeiros (totalmente conduzidos pelo agente implementador)

- Preparação da proposta comercial.
- Análise e aprovação da proposta pelo Banco do Nordeste.
- De posse do CGC, providenciar certificado de ausência de débito junto ao INSS, sindicatos e fisco.
- Assinatura dos papéis e desembolso de empréstimo na quantia de R\$29.000 (12 anos para amortização, seis meses de carência e 9%aa de juro), suficiente para a compra de 30 SFDs.

#### Fase 4: Instalação

- Compra dos equipamentos solares (módulos, controladores e baterias) pelo agente implementador.
- Instalação terceirizada “chave-na-mão” (*turn key*) dos 30 SFDs pertencentes ao contrato.
- Informação técnica ao usuário e entrega do manual de apresentação realizadas pelo funcionário da empreiteira.

A presença constante do técnico do agente implementador nas comunidades supre as deficiências nas informações que o usuário recebeu nas fases de mobilização e instalação. No entanto, o programa já abrange 69 comunidades e perto de 2000 sistemas e passa a ser inviável ao técnico de campo do agente implementador percorrer todas as comunidades de forma a dirimir dúvidas e sanar problemas num tempo razoável.

A assistência técnica prestada pelo agente implementador é essencial para o funcionamento dos sistemas e do programa como um todo. Cabe ressaltar que o custo de transporte e salário deste técnico corre inteiramente por conta do agente implementador e não está incluído no financiamento do BN. A captação de recursos do agente implementador é feita através de contratos esporádicos com instituições como o BIRD<sup>71</sup> e o PRODEEM e acordos com organismos de capacitação tal como o SEBRAE<sup>72</sup>. Uma falha na captação de recursos para financiar os custos de funcionamento e infra-estrutura do agente implementador pode comprometer o "Luz do Sol".

Também é evidente o papel do agente implementador na constituição das microempresas. Dificilmente este processo aconteceria sem a interferência "corpo-a-corpo" dos profissionais do "Luz do Sol".

### 2.6.3. Adequação da solução tecnológica

A instalação de SFDs no programa "Luz do Sol" deu-se a partir do desmonte dos centros de carga de baterias. Cada SFD originário dos centros de carga (figura 2.29) é composto por:

- 3 módulos de 14Wp  
(*Golden Photon CT 4, CdS/CdTe*),
- 1 bateria de 48Ah (Concorde),
- 1 controlador de carga e descarga (DBM).



---

<sup>71</sup> Banco Mundial.

<sup>72</sup> Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas.

**Figura 2.29:** SFD montado com módulos fotovoltaicos da *Golden Photon*.

Findos os módulos da *Golden Photon*, foram utilizados módulos da Solarex, em duas configurações diferentes:

- 1 módulo de 43Wp (SOLAREX MST, Si-amorfo),
- 1 bateria (Concorde de 48Ah ou Delco Freedom de 100 Ah),
- 1 controlador de carga e descarga (DBM)

ou,

- 1 módulo de 64Wp (BP/SOLAREX, policristalino),
- 1 bateria (Concorde de 48Ah ou Delco Freedom de 100 Ah),
- 1 controlador de carga e descarga (DBM).

Para os três tipos de SFD são permitidas as mesmas cargas e o mesmo tempo de uso:

- 2 luminárias completas de 20W (3 horas de uso cada),
- 2 tomadas tripolares para rádio e TV (3 horas de uso cada equipamento),
- 2 interruptores para as lâmpadas,
- 2 conectores tripolares para adaptação na TV e no rádio.

Cabem algumas observações com relação à adaptação da solução tecnológica:

1. A existência de três tipos diferentes de SFDs instalados numa mesma região é explicada pelo próprio histórico do programa "Luz do Sol". Os profissionais do agente implementador foram obrigados a contornar a retirada potencialmente catastrófica da *Golden Photon* e aproveitar os equipamentos já existentes.

No entanto, os três tipos de sistemas fotovoltaicos não têm a mesma capacidade de geração. Considerando irradiação média diária mensal de  $5\text{kWh/m}^2$  e 80% de eficiência, o sistema com módulo de silício policristalino de 64Wp permite ao usuário utilizar cerca de 250Wh/dia, o de silício amorfo de 43Wp possibilita, no máximo, 170 Wh/dia e o de filme fino CdS/CdTe (considerando os dados de placa), 160 Wh/dia.

Tendo em vista que não há diferença no valor do aluguel mensal (R\$13,50) que os usuários pagam ao microempresário, a diferença na capacidade de geração entre os sistemas tem grande potencial para gerar conflito, o que foi constatado nas entrevistas com usuários.

2. A restrição do número de pontos de luz em duas luminárias por SFD foi identificada como sendo causa da primeira "transgressão" do usuário às regras do programa. Mesmo utilizando por menos tempo, os usuários mostraram vontade de ter maior número de

pontos de luz, inclusive um que pudesse ficar aceso durante a noite. Na figura 2.30, pode-se ver uma luminária de fabricação própria instalada na varanda da casa.

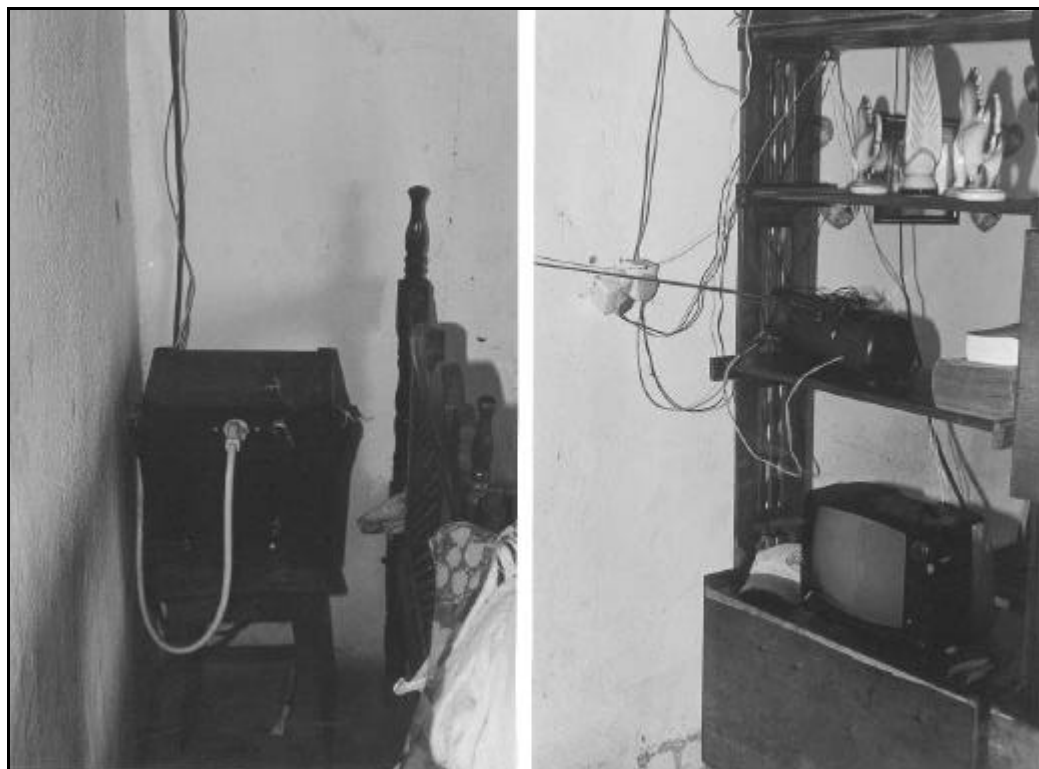


**Figura 2.30:** Luminária de fabricação própria.

Apesar de estarem na sua maioria funcionando, as instalações internas das casas não possuem qualidade adequada. A fiação corre solta pelas paredes, o controlador não possui bornes, os fios estão sem terminais e a bateria está quase sempre localizada dentro de uma caixa plástica sobre banquinhos e cadeiras, dentro da sala ou dormitório (figura 2.31).

3. A fixação das tomadas tripolares nas paredes de adobe não é firme e em muitos domicílios elas despregaram-se. O resultado pode ser visto na figura 2.31.
4. Foi encontrada toda sorte de modificações improvisadas nos circuitos, seja para contornar a restrição de pontos de luz, seja para flexibilizar a utilização dos rádios e TV, visto que as duas tomadas estão instaladas lado a lado na sala. Outra aplicação dos usos finais feita por um usuário foi a utilização de uma “radiola” alimentada por um equipamento que ele chamou de “transformador”, na verdade um conversor CC/CA.

A tomada tripolar força a troca do conector da TV e do rádio, o que, muitas vezes também resulta em “gambiarras”.



**Figura 2.31:** Bateria no dormitório e aparência da instalação, com fiação e tomada soltas.

5. Alguns domicílios visitados estavam carregando baterias em paralelo à bateria original do SFD. Isto indica que a bateria original é pequena para a quantidade de energia gerada e que quando instaladas já estavam com capacidade de carga reduzida (Figura 2.32).

De fato, as baterias Concorde de 48Ah são originárias do projeto com a *Golden Photon* e foram fabricadas em 1995. Quando de sua instalação em campo, elas já estavam com a capacidade de carga comprometida. De qualquer forma, seria indicado a utilização de baterias de 80Ah para os sistemas de 43Wp e de 120Ah para o de 64Wp de forma a otimizar a acumulação da energia gerada e propiciar melhor serviço ao usuário.



**Figura 2.32:** Exemplo de bateria carregada em paralelo.

6. Verificou-se que os usuários dos SFD menores utilizam a totalidade da capacidade de geração. Um deles afirmou que quando "corta de noite a gente usa bastante de dia para valer o dinheiro". A bateria, neste caso, não chega a ser totalmente carregada.

O técnico de campo declarou que "colocar na cabeça deles que está usando demais é difícil" e considerou que 40% são "maus clientes" pois "usam demais", principalmente "no dia que agente vê o Programa do Ratinho"<sup>73</sup>.

Isto indica que há uma percentagem não desprezível do conjunto de "clientes" que necessitariam um sistema maior ou com uma relação mais equilibrada de geração e acumulação.

7. A empreiteira contratada para realizar as instalações cobrava R\$1.500 por conjunto de 30 casas mais as despesas com compra e transporte de material de instalação. Este custo é totalmente coberto pelo agente implementador. Uma falha ou descontinuidade na

---

<sup>73</sup> Show de Variedades transmitido pelo canal "Sistema Brasileiro de Televisão" (SBT) de segunda a sexta, às 21:05hs (<http://www.sbt.com.br/programas/ratinho/>).

captação de recursos para manutenção do agente implementador pode comprometer esta situação.

#### 2.6.4. Modelo de gestão e operação

O programa "Luz do Sol" está baseado em microempresas locais locadoras de equipamento fotovoltaico para fins de eletrificação domiciliar. O agente implementador providencia e facilita todos os meandros burocráticos para obter o registro da microempresa e o financiamento junto ao Banco do Nordeste. Também contrata uma empresa para fazer a contabilidade legal das microempresas e acertar anualmente a situação com o fisco.

De acordo com o plano de negócios padrão montado pelo agente implementador, cada microempresário recebe financiamento correspondente a 30 SFDs e deve amortizar o empréstimo em 12 anos com 9%aa de juro e seis meses de carência. Sua receita provém da cobrança de aluguel no valor de R\$13,50, de 29 de seus clientes (o SFD de número 30 é instalado em seu próprio domicílio e o aluguel correspondente entra como *pró labore* na contabilidade da microempresa). Mensalmente, o microempresário deve comparecer à agência do BN de sua região para efetuar pagamento referente à amortização do empréstimo.

A capacitação e o monitoramento das atividades administrativas dos microempresários é realizada basicamente pelo técnico de campo do agente implementador. Ele percorre as comunidades e orienta microempresários em dificuldades e conversa pessoalmente com usuários inadimplentes.

Durante as visitas às comunidades o técnico de campo fornece peças de reposição (lâmpadas, reatores e baterias) aos microempresários, que, teoricamente, devem ser os responsáveis pelos procedimentos de manutenção corriqueira, principalmente troca de reatores, verificação e troca de baterias. Como há um grande número de falhas antecipadas nas baterias (menor que três anos) e reatores, a manutenção necessária não é corriqueira e sim corretiva

Com relação aos reatores e lâmpadas defeituosos foi positivo identificar a existência de um mercado de reposição em Santana de Ipanema, onde se pode comprar na casa de ferragens um reator de 20W, por R\$13, e a lâmpada, por R\$4. Do lado da diversificação dos usos finais e do melhor aproveitamento do SFD, foram encontrados em algumas casas visitadas líquidificadores de 12V em corrente contínua de fabricação local, que podem também ser adquiridos em Santana do Ipanema por R\$50.

Das 69 microempresas criadas pelo "Luz do Sol", 5 estão com problemas sérios e somente em 60% das restantes o microempresário é capaz de realizar pequenas manutenções. Nos outros

40%, o técnico de campo tem de realizar as manutenções pessoalmente ou monitorar de perto o processo<sup>74</sup>.

Não há previsão dentro do "Luz do Sol" para captação de recursos para financiar a compra de material de reposição para a manutenção corriqueira. O agente implementador está ciente deste problema e pensa em requisitar um segundo financiamento ao BN para compra das baterias de reposição. Esta solução irá aumentar a prestação paga pelos usuários, que deixaria de ser um aluguel de SFD e passaria a pagamento pelo serviço de energia fotovoltaica ("*fee for service*"). Identificou-se em campo, no entanto, que aumentar o valor para além dos R\$13,50 é praticamente inviável. Este valor está no limite da capacidade de pagamento das famílias mais abastadas - que possuem a renda constante de um aposentado rural (um salário mínimo) - e muito acima dos valores pagos no caso de rede convencional.

Dentro do assunto de gestão e operação do programa "Luz do Sol", vale ainda comentar que a diferença no montante mensal que as diversas microempresas têm de pagar ao BN<sup>75</sup> - relacionada às condições de financiamento válidas na época da tomada do empréstimo - gera conflitos que devem ser intermediados pelo técnico de campo. A origem destes conflitos está na dificuldade dos microempresários entenderem conceitos tipicamente mercantis como juro, TJLP, amortização, etc.

Além disto, assim como observado na África do Sul com relação às "*spaza shops*", os microempresários possuem relação estreita de amizade ou familiar com seus "clientes". Numa região assolada freqüentemente pela seca, onde a única estratégia de sobrevivência possível é a solidariedade, é de se esperar que o procedimento rigoroso de cobrança mensal e penalização por inadimplência sofra alguns revezes.

Caso o microempresário atrase a prestação, há juro de mora, por isso ele é levado a cumprir rigorosamente com seus compromissos. Este rigor não é compatível nem com a estrutura de ganhos das famílias (não necessariamente mensal, por exemplo) nem com a relação de solidariedade que existe entre os habitantes da região.

Na figura 2.33, pode-se ver um exemplo de recibo passado pelo microempresário. No caso do usuário em questão, o microempresário teve de comparecer quatro vezes em seu domicílio para receber o aluguel, pois nas duas primeiras vezes a família estava na roça, na terceira, eles

---

<sup>74</sup> Entrevistas concedidas durante o trabalho de campo pelo Sr Antônio Palmeira, técnico de campo da FTV, de 13 a 15/02/2001, Santana do Ipanema, Alagoas.

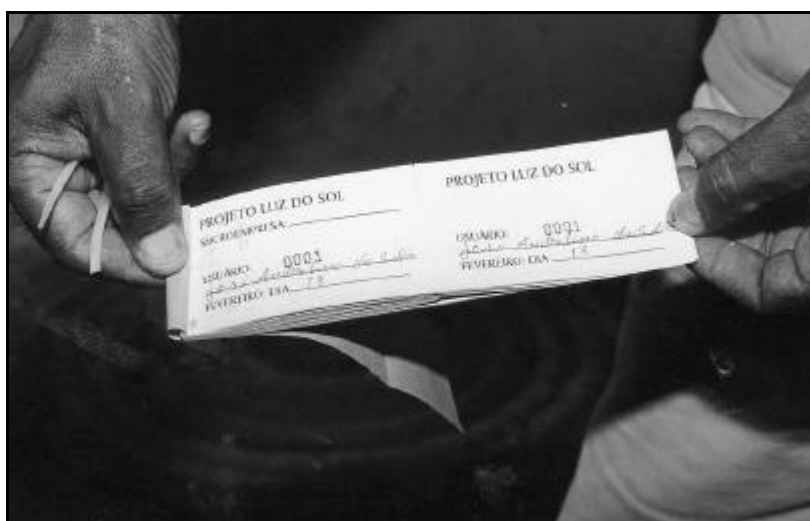
<sup>75</sup> Os microempresários mais "antigos" pagam de R\$263 a R\$293 por mês, enquanto para os mais novos o montante mensal varia de R\$300 a R430.



não dispunham do montante necessário e somente na quarta investida a família havia vendido feijão para pagar pela eletricidade.

A contra-argumentação deste raciocínio pode estar baseada no fato de que os compromissos junto às pequenas mercearias e bares da região são, de uma forma ou de outra, cumpridos. A questão é que estas mercearias e bares, ao contrário do sistema bancário, vendem fiado, aceitam pagamento parcial, aceitam conversa e justificativa pois, elas mesmas, conseguem renegociar com seus credores na cidade.

Existe mais um ponto com potencial de dificultar a gestão do programa e a viabilidade de algumas microempresas. Há na região promessa de eletrificação convencional através do "Luz do Campo". Um dos microempresários entrevistados afirmou que "se a rede chegar e (ele) tiver de mudar os SFDs para muito longe, não interessa mais". Uma reflexão muito simples decorre desta constatação: o financiamento do BN é para 12 anos mas a (desejada) expansão da rede pode atropelar este prazo.



**Figura 2.33:** Exemplo de recibo do Programa "Luz do Sol".

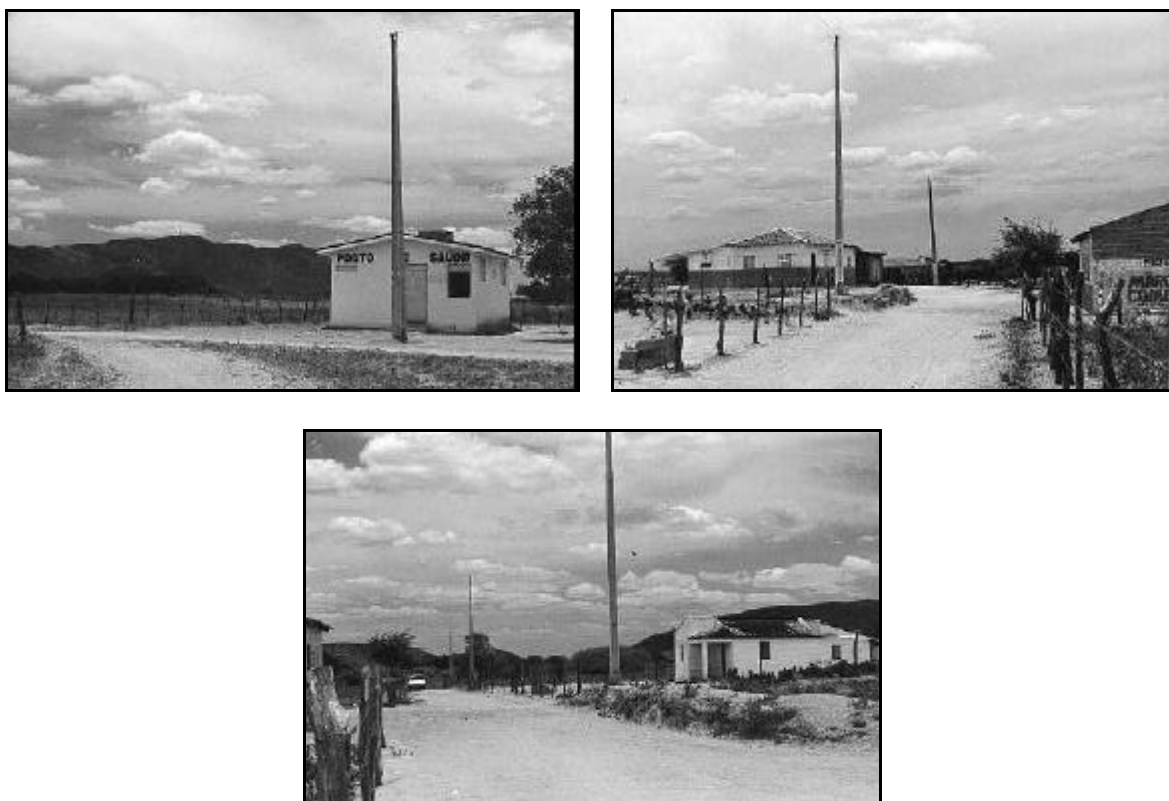
É então necessária extrema coordenação entre o agente implementador da rede e o da ERFD. As concessionárias *off-grid* na África do Sul enfrentam problemas na negociação local das áreas de permissão para implantação dos SFDs. No "Luz do Sol" a expansão da rede vai certamente inviabilizar algumas microempresas.

Ao lado da "ameaça" colocada pela expansão da rede, vê-se na figura 2.27 que a região é cortada por linhas de transmissão de alta tensão e que existem diversos usuários localizados a poucos metros da rede e que não foram contemplados com uma ligação (figura 2.34)

De fato, segundo relato coletado na região da figura 2.34, a CEAL (Companhia Energética de Alagoas) cobra taxa de conexão do usuário no valor total de postes, fios, cabos, padrão de entrada e transformador, subtraído do valor equivalente à participação financeira da concessionária autorizado pela Portaria DNAE nº 347 de 20/12/91. Dentro deste quadro a ligação custa para o usuário cerca de R\$5.000.<sup>76</sup>

Por outro lado, não se detectou real interesse da concessionária em conectar usuários de baixíssima previsão de demanda. Os consumidores de maior poder aquisitivo (tipicamente fazendeiros e políticos) atendidos pelo ramal de rede rural da figura 2.34 relutam em autorizar a ligação de vários consumidores ao longo da rede uma vez que eles sentem-se "donos" da rede e consideram que isto pode prejudicar seu fornecimento.

Em entrevista com um microempresário, servido com um SFD de módulos de filme fino e localizado a 300m da rede mencionada acima, percebeu-se que, apesar do preço e das dificuldades de manutenção mencionadas, a eletrificação solar é bem vinda na região visto que “se alguém (usuário) ameaça tirar, já vem logo outro querendo o sistema”.



**Figura 2.34:** Posto de saúde, escola e domicílio próximos à rede e sem acesso.

---

<sup>76</sup> A Lei 10.438 deve alterar este quadro, pois coloca que o atendimento deverá ser “sem ônus de qualquer espécie para o solicitante” pertencente à área tipo “I” (Anexo A).

As observações de campo do programa "Luz do Sol" tornaram evidente que há a necessidade de um organismo de referência técnica e administrativa, comprometido com o programa e possuidor de meios de financiar suas próprias atividades e injetar recursos para correção de problemas. A ERFD, assim como a eletrificação rural convencional, necessita de subsídio, seja ele direto, tarifário e/ou condições de financiamento facilitadas.

O conceito de microempresas é interessante quando aplicado em uma situação onde os custos "urbanos" e a assistência técnica do programa são assumidos pelo agente implementador. No entanto, o fato de haver necessidade de financiamento (mesmo que facilitado) do custo inicial em equipamentos resulta em elevadas parcelas de desembolso, compromete o orçamento familiar e dificulta o financiamento posterior para compra do material de reposição.

#### 2.6.5. Funcionamento financeiro e nível de subsídio

O aporte em capital para compra do equipamento é conseguido através de empréstimo do Banco do Nordeste com condições de financiamento equivalentes às utilizadas em outros projetos de desenvolvimento para pequenos produtores rurais: período de amortização de 12 anos, seis meses de carência e 9%aa de juro. As condições de financiamento estão sendo renegociadas para 6%aa de juros através do FNE (Fundo Constitucional do Nordeste), gerenciado pelo Banco do Nordeste.

O microempresário passa a ser proprietário de 30 SFDs e loca 29 destes equipamentos ao valor de R\$13,50/mês. Neste valor não está inclusa a compra de materiais de reposição, especialmente baterias. É cobrada do usuário uma taxa de adesão ao programa, de R\$15, e o montante arrecadado é utilizado para pagar a firma de contabilidade e o seguro de R\$180, do contrato do microempresário com o BN. Anualmente, a firma de contabilidade cobra R\$20 para fazer a declaração de imposto de renda de cada microempresa.

À empreiteira terceirizada para realizar as instalações são pagos R\$50 por SFD, totalizando R\$1.500 para cada nova microempresa. Este valor é assumido pelo agente implementador. Até o momento do trabalho de campo, em fevereiro de 2001, também os custos do material de reposição e da mão-de-obra e o de transporte do técnico de assistência técnica eram assumidos integralmente pelo agente implementador.

As três particularidades enumeradas a seguir facilitam ao agente implementador a assunção destes custos. No entanto, nota-se que as duas últimas são temporárias ou esporádicas, tornando o agente implementador vulnerável. O que se coloca é que, apesar da participação

indispensável do agente implementador na continuidade do programa, ele não possui fonte de recursos sustentada.

1. O agente implementador foi declarado tanto pelo governo federal quanto pelo governo estadual entidade de utilidade pública, o que significa isenção de taxas, inclusive o imposto de importação.
2. Apesar de sua retirada do "Luz do Sol" os equipamentos dos CFCBs pela *Golden Photon* foram incorporados na segunda fase do programa, principalmente módulos e baterias. Os módulos e parte das baterias foram reinstalados na forma de SFDs. Os equipamentos restantes conformam parte do estoque de peças de reposição.
3. Devido à condição de organização não governamental sem fins lucrativos, o agente implementador teve facilidade de captação de recursos junto a organismos multilaterais de desenvolvimento como o BID<sup>77</sup> e BIRD, além de cooperação com o Ministério de Minas e Energia, com o SEBRAE e com outras ONGs (principalmente com sede no exterior).

O programa, apesar do apelo comercial, apresenta subsídios diretos e indiretos, sem os quais não seria possível sua existência.

O subsídio direto está justamente na assunção pelo agente implementador de todos os custos do programa, a não ser o custo inicial de compra dos equipamentos. Pode-se dizer que o "Luz do Sol" resolveu brilhantemente o financiamento do custo inicial, mas ainda há lacunas no que diz respeito à continuidade de longo prazo, ou seja, após esgotado o estoque de materiais de reposição e no evento da reposição em massa das baterias que atingiram o final de sua vida útil normal. Agrava o fato de as baterias Concorde de 48Ah, fabricadas em 1995 e utilizadas em larga escala no programa, gerarem necessidade de reposição antecipada pois, apesar de não ter sido realizado teste específico, sabe-se que a capacidade de carga destas baterias está comprometida.

O subsídio indireto está sendo passado pelo Banco do Nordeste na forma de condições especiais de financiamento. Cabe reafirmar que sem os "subsídios" e em termos puramente comerciais o "Luz do Sol" não existiria.

Apesar de alguns usuários alegarem que deixaram de pagar o aluguel do SFD, pois estavam no escuro, em fevereiro de 2001 cerca de 90% das microempresas estavam em dia com seus

---

<sup>77</sup> Banco Interamericano de Desenvolvimento.

pagamentos junto ao Banco do Nordeste. Para tanto, identificou-se como essencial o trabalho do técnico de campo do agente implementador.

Os cerca de 10% de inadimplência foram atribuídos pelo técnico de campo à má atuação do microempresário e à existência de uma maior quantidade de famílias incapazes de arcar com o aluguel (zonas com maior concentração de miséria).

#### 2.6.6. Adequação do valor da despesa com o SFD

Previamente à instalação dos SFDs, foi realizada pelo agente implementador uma pesquisa que identificou a despesa domiciliar mensal com energéticos na faixa de R\$9 a R\$16.<sup>78</sup> Com base nestes valores, foi estabelecido o aluguel em R\$13,50. A taxa de adesão de R\$15 funciona como um filtro, eliminando as famílias mais carentes.

No entanto, depoimentos de alguns usuários conduzem à constatação de que o valor do aluguel é considerado caro. Quando se analisa que mais de 60% domicílios rurais em Alagoas têm renda inferior a 2 salários mínimos mensais (IBGE/PNAD, 2000), pode-se concluir da magnitude do comprometimento da renda familiar com o aluguel do SFD.

Na comunidade de Cachoeira Velha, de onde se pode avistar o Estado de Pernambuco, registrou-se a seguinte declaração: “Daqui se vê a luz (da rede) em Pernambuco e lá eles pagam R\$2,50/mês. A luz daqui (es)tá muito cara”.

A referência ao sinal tarifário da rede reforça a idéia de que o serviço prestado por qualquer programa de ERFD deve ter um nível de desembolso compatível com o da rede elétrica. Conforme apresentado no item 2.4, a CEMIG, enquanto concessionária de energia elétrica de capital misto, está traçando este caminho.

### **2.7. ECOWATT (ex CESP atual ELEKTRO), Vale do Ribeira**

Segundo documento interno produzido pela Diretoria de Distribuição da concessionária estatal CESP, atual Elektro<sup>79</sup>, o programa de eletrificação rural fotovoltaica ECOWATT foi citado no evento REIA/97 (Energias Renováveis das Américas – 1997) como exemplo a ser seguido no atendimento de comunidades isoladas, devido ao seu pioneirismo e seu caráter comercial (em oposição à programas com concessão de subsídios). A CESP, através de sua

---

<sup>78</sup> Entrevista concedida pelo Sr José Roberto da Fonseca, em 16/02/2001, Maceió, Alagoas.

<sup>79</sup> A Elektro Eletricidade e Serviços S.A., quarta maior distribuidora de energia do Estado de São Paulo, foi privatizada em julho de 1998 e seu controle acionário passou a ser exercido pela empresa norte-americana Enron.

Diretoria de Distribuição, considerou que a adoção para o ECOWATT da taxa de retorno sobre o investimento de longo prazo (10%), ao invés de taxa superior definida pelo mercado, seria sua contribuição social ao desenvolvimento sustentável da região do Vale do Ribeira e que poderia conduzir um programa ERFD recuperando completamente o investimento (CESP, 1997).

Em Novembro de 1998, um ano após as instalações, uma avaliação conduzida pelo Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo revelou alto índice de insatisfação do usuário do ECOWATT, cerca de 70% de não pagamento e inúmeros problemas técnicos. A iniciativa comercial sucumbiu às especificidades da região e dos consumidores e não observou critérios de controle de qualidade de equipamentos e instalações.

### 2.7.1. Antecedentes e Contexto

O Projeto de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar ECOWATT<sup>80</sup> foi lançado em 1997 pela Diretoria de Distribuição da concessionária estatal de energia elétrica CESP, cujo controle acionário passou em julho de 1998 para a iniciativa privada, originando a Elektro.

Foram instalados um total de 120 SFDs nos municípios de Cananéia, Iguape e Iporanga pertencentes à região do Vale do Ribeira (ZILLES *et alli*, 1997). A maior parte dos sistemas está instalada no complexo estuarino lagunar de Iguape e Cananéia, cuja paisagem é dominada pela água dos mangues e pela exuberância da Mata Atlântica. O ECOWATT locou 75 SFDs no Parque Estadual da Ilha do Cardoso.

A compra dos equipamentos foi feita através de licitação pública conduzida pela CESP, com privilégio do estabelecimento de usos finais, sendo de cada proponente a responsabilidade pela definição da configuração a ser fornecida (CESP, 1997).

Assim, a partir de uso de 2 lâmpadas de 9W (4h/dia), 1 TV branco e preto (3h/dia) e um rádio (3h/dia), o vencedor da licitação, SIEMENS SA, forneceu e instalou para as 120 famílias:

- 2 módulos fotovoltaicos de 70Wp;
- 2 baterias seladas de 12V/54Ah;
- 1 caixa lacrável para abrigo das baterias;
- 1 controlador de carga;
- 2 lâmpadas fluorescentes compactas de 9W;
- reatores, tomadas e instalação elétrica na casa dos clientes.

---

<sup>80</sup> "ECOWATT" é a corruptela de Watts ecológicos.

O custo total do programa, incluso dispêndios com a instalação, foi de R\$138.960 (na época, US\$1 ~ R\$1). Para minimizar os custos de implementação do projeto, a SIEMENS terceirizou as instalações pelo menor custo.

A concessionária calculou a tarifa a ser cobrada dos usuários de acordo com a lógica comercial do *leasing*<sup>81</sup>, pressupondo a recuperação do investimento inicial e da reposição de baterias ao longo da vida útil do SFD à taxa de retorno de investimento de 10%. O valor tarifário resultante foi de R\$13,50, com o real paritário ao dólar, reajustável anualmente de acordo com a variação do IGP-M<sup>82</sup> da Fundação Getúlio Vargas.

Após as instalações, os usuários assinaram um contrato com a CESP e passaram a receber fatura mensal de energia elétrica. A privatização da CESP distribuição exigiu a revisão dos signatários do contrato, com transferência para a Elektro.

### 2.7.2. Processo de introdução da ERFD

No "projeto ECOWATT nas comunidades do Parque Estadual do Cardoso (...) a não inclusão da população nas etapas de instalação, o rápido treinamento dado, a dificuldade da assistência técnica fornecida pelo serviço telefônico 0800 (Regional Itanhaém) e outros aspectos relacionados à qualidade das instalações (...) têm criado condições que podem levar ao descrédito e, conseqüentemente, a um baixo grau de confiabilidade na tecnologia" (SERPA, 1998).

Assim resume o antropólogo Paulo Serpa suas impressões sobre o ECOWATT. Durante a instalação dos SFDs, não houve informação suficiente passada aos usuários e, tanto quanto nos projetos da África do Sul, CEMIG e Alagoas, acreditava-se que o Manual de Instruções seria suficiente para a compreensão dos usuários quanto ao funcionamento dos SFDs. As restrições de uso, impostas de forma ditatorial pelo contrato, afastaram a possibilidade de aceitação do serviço fornecido pelo SFD:

*"CLÁUSULA SÉTIMA - o usuário declara para todos os fins que recebeu no ato da assinatura do contrato todas as informações relativas às limitações da tecnologia de conversão fotovoltaica, conforme Manual de Equipamentos do Programa ECOWATT em anexo, no que diz respeito a carga atendida. Será considerado como responsabilidade do usuários qualquer dano causado ao equipamento que provenha de aumento de cargas ou uso indevido do mesmo".*

---

<sup>81</sup> No fim, o contrato assinado entre a concessionária e o usuário não tinha características de *leasing*, como imaginado na concepção do projeto.

<sup>82</sup> Índice Geral dos Preços do Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas

De fato, diferente da eletrificação rural convencional, o comprometimento e compreensão dos usuários em relação ao SFD é a única maneira de eles incorporarem as novas facilidades no seu modo de vida (ZILLES e MORANTE, 2000).

A terceirização das instalações pela empresa ganhadora da licitação colaborou para esta situação, pois dificultou a sensibilização dos instaladores para as especificidades da ERFD e para a importância de se certificar que as informações necessárias foram passadas aos usuários e realmente absorvidas.

O resultado do processo de introdução da ERFD adotado pelo o projeto ECOWATT pode ser percebido na sofrível qualidade das instalações, na desinformação dos usuários e no sentimento geral de desconfiança com a tecnologia.

### 2.7.3. Adequação da solução tecnológica

Como mencionado no item 2.7.1, a compra e a instalação dos equipamentos do ECOWATT foi realizada através de um processo licitatório, onde foram especificados os usos finais, e as empresas ofertantes seriam as responsáveis pelo dimensionamento do SFD.

A empresa ganhadora da licitação ofertou uma configuração não otimizada de SFD. Pressupõe-se que esta foi a configuração que representou o mínimo custo em equipamentos para o fornecedor, independente da relação ótima entre geração, acumulação e consumo, que deve ser guardada no dimensionamento de um SFD.

Os SFDs instalados são constituídos por 140Wp de geração, 108Ah de acumulação, controlador de carga e descarga da bateria e cargas de iluminação, TV e rádio. O gerador fotovoltaico está sobredimensionado para o tamanho do banco de baterias.

Isto significa que, embutida na tarifa do usuário, está uma energia gerada à qual ele jamais terá acesso, visto que não pode ser acumulada. Ou seja, caso o SFD tivesse sido justamente dimensionado, a tarifa do usuário poderia ser menor. Ainda, pela mesma tarifa o usuário poderia estar usufruindo de um serviço melhor.

A tabela 2.13 resume as características dos SFDs e respectivas cargas que foram monitorados pelo Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da USP. As famílias 1 e 2 não possuem SFDs provenientes do ECOWATT, ao contrário das famílias 3 e 4 (ZILLES e MORANTE, 2000).

Nota-se a maior quantidade de cargas nas famílias 1 e 2 e a menor capacidade de geração. Através de um medidor de Ah, monitorou-se o consumo destas famílias por cerca de um ano (março 1999 a fevereiro de 2000) e, enquanto o consumo médio mensal da família 1 resultou



4kWh/mês e o da família 2 perto de 5kWh/mês (com pico de 7,5kWh/mês), as famílias 3 e 4 apresentaram consumo máximo de cerca de 3kWh/mês e média de 1,9kWh/mês e 2,5kWh/mês, respectivamente. Isto reforça a hipótese do sobredimensionamento da geração e inclui o modo de consumo real na análise da adaptação da solução tecnológica à realidade onde está operando.

**Tabela 2.13:** SFDs e respectivas cargas de 4 famílias da comunidade de Marujá na Ilha do Cardoso.

	<b>Família 1</b>	<b>Família 2*</b>	<b>Família 3</b>	<b>Família 4</b>
<i>Gerador</i>	70 Wp	96 Wp	140 Wp	140 Wp
<i>Bateria</i>	136 Ah	190 Ah	108 Ah	108 Ah
<i>Luminárias fluorescentes</i>	1 × 15 W	2 × 20 W	4 × 9 W	3 × 9 W
<i>(nº × W)</i>	1 × 10 W	1 × 15 W		1 × 10 W
	1 × 9 W	1 × 9 W		
<i>Lâmpadas Incandescentes</i>		2 × 2 W		1 × 2 W
<i>Rádio</i>		15 W	10 W	
<i>Ventilador</i>		20 W		
<i>Rádio Transmissor</i>	TX. 20W			
	RX. 8W			

fonte: (ZILLES e MORANTE, 2000)

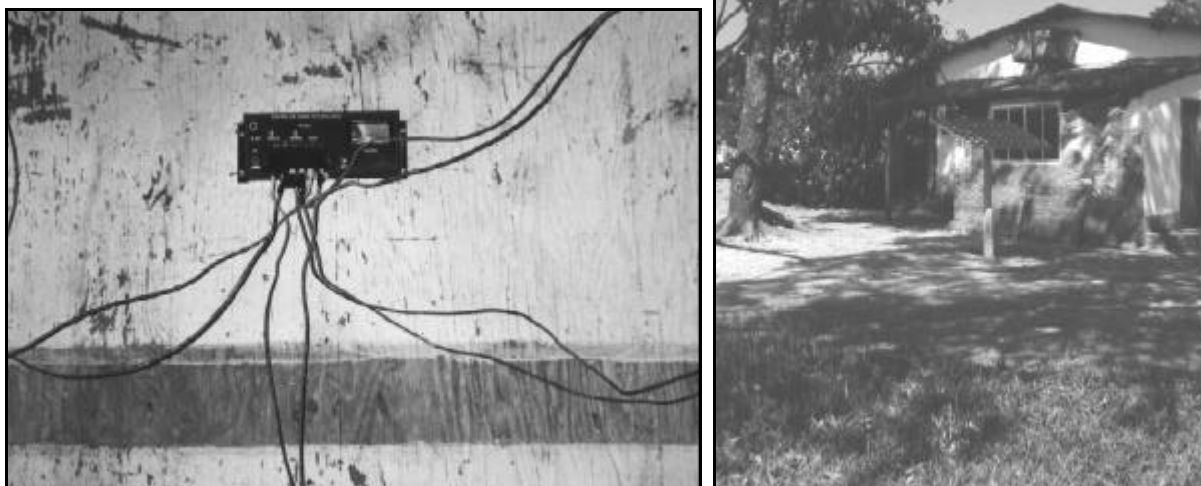
\* Possui um conversor CC/CA de 75W

Os SFDs do ECOWATT apresentaram também problemas sistemáticos nos controladores de carga. O sobredimensionamento detectado da geração impõe excesso de carga à bateria, que deve ser evitado pelo controlador de carga e descarga através do corte quando a tensão da bateria atinge 14,4V (adequada para o tipo de bateria utilizada). Foi verificado que a tensão de corte estava em 16V, situação que provoca o "gaseamento", ou seja, decomposição acelerada da molécula de água e consequente corrosão das placas das baterias.

Nestas condições a bateria morre precocemente, como pôde ser comprovado através de teste no LSF/IEE/USP que mostrou que duas baterias de 54Ah tinham, em média, 6 a 7Ah de capacidade residual de carga (ZILLES e MORANTE, 2000). Como o contrato diz que a morte prematura da bateria não é responsabilidade da concessionária, nada foi feito a respeito.

Além dos problemas de dimensionamento do sistema, dos controladores defeituosos e das baterias, os SFDs do ECOWATT foram mal instalados, decorrência direta do processo de terceirização da instalação pelo mínimo custo conduzido pela empresa ganhadora da licitação

e pela falta de controle de qualidade dos equipamentos e instalações. A figura 2.35 fornece um exemplo da qualidade das instalações.



fonte: (avaliação LSF/IEE/USP de novembro de 1998)

**Figura 2.35:** Fiação interna com má aparência e realizada sem identificação de positivo e negativo e módulos fotovoltaicos colocados na sombra.

Por fim, mas não menos problemático, está o fato de as lâmpadas e reatores de 9W utilizados não serem encontrados nos mercados de proximidade (no caso da Ilha do Cardoso, em Cananéia). Nos termos do contrato, a substituição das lâmpadas e reatores é de responsabilidade do usuário, e, como esta substituição não é possível, o usuário paga uma tarifa alta (R\$13,50 em Reais de 1997) para ficar no escuro.

#### 2.7.4. Modelo de gestão e operação

A tarifa calculada pela CESP seria suficiente para amortizar o investimento e cobrir a substituição das baterias ao longo da vida útil do SFD. Já o contrato assinado com o usuário prevê que a CESP se responsabilizaria pela substituição da primeira bateria e não responderia ao pedido de substituição caso o problema decorresse de “má utilização” do SFD:

*“CLÁUSULA NONA – A CESP assumirá os ônus correspondentes à troca de 1 (hum) banco de bateria(s) considerados os padrões usuais de vida útil dos equipamentos. Caso ocorram necessidades de trocas desses equipamentos que excedam o previsto, a CESP analisará a seu exclusivo critério a responsabilidade de trocas pela reposição das baterias. Constatando o uso indevido pelo usuário os custos decorrentes serão de responsabilidade deste.”*

Como detalhado no item 2.7.3, as baterias morreram precocemente devido à falha no dimensionamento do SFD, em conjunto com controladores de carga e descarga que não exercem sua função. No processo de determinar culpados, o usuário, parte frágil do contrato, fica sem o serviço.

Nos casos onde foi trocada a bateria antes do prazo previsto no contrato, o custo foi repassado para a tarifa e, além dos R\$13,50 (em Reais de 1997), o usuário sofre ainda um acréscimo correspondente ao valor da parcela de amortização do custo da bateria.

Aliado ao alto valor da tarifa, o processo de faturamento resulta frequentemente em atrasos no pagamento pois as faturas são entregues todas juntas em um ponto comum e, quando o usuário finalmente tem acesso a ela, já passou o prazo de vencimento e uma multa de 2% mais juro de 1% são cobrados.

Os materiais de reposição não constantes do contrato são de responsabilidade do usuário, mas dificilmente encontrados no mercado de proximidade, no caso, Cananéia. Fato semelhante foi verificado no município de Araçuaí servido pelos SFDs da CEMIG, em Barra do Ararapira, da COPEL e em Alagoas, na iniciativa da FTV agora encampada pela Eco-Engenho.

#### 2.7.5. Funcionamento financeiro e nível de subsídio

O ECOWATT foi estruturado como um projeto comercial, onde o investimento inicial, financiado pela CESP, mais a troca de baterias, seria amortizado através do pagamento de tarifa mensal faturada em 1997 no valor de R\$13,50. O total do financiamento do custo inicial foi de R\$138.960, pagos à SIEMENS SA para fornecimento dos equipamentos e instalações.

Diante dos problemas relacionados nos itens anteriores, uma taxa superior a 70% de não pagamento (em novembro de 1998) foi identificada. A ausência de interesse da concessionária - em especial depois da privatização - em reparar os problemas técnicos e amenizar os termos do contrato deteriora ainda mais a situação.

Algumas conclusões tiradas a partir da experiência do ECOWATT levam a criar um cenário sem o qual a ERFD não terá sucesso futuro como alternativa de atendimento (SANTOS e ZILLES, 2000):

- A agência implementadora tem de estar profundamente comprometida com o controle de qualidade dos equipamentos, dimensionamento do SFD e instalação;

- A agência implementadora tem de estar profundamente comprometida com o projeto durante toda sua vida útil e não somente no período de instalações e, especialmente, inaugurações;
- ERFD não tem relevância quando comparada às outras prioridades da concessionária. Portanto, a decisão de participar de um programa de ERFD tem de ser resultado de decisão ligada à política de longo prazo da empresa;
- ERFD tem de incluir análise realista de usos finais.

#### 2.7.6. Adequação do valor da despesa com o SFD

Diante da falência dos serviços, qualquer valor pago é incompatível.

Mesmo que os SFDs do ECOWATT estivessem funcionando adequadamente, a tarifa de R\$13,50 em 1997, e que hoje está em torno de R\$20, é considerada muito alta, principalmente se comparada com a tarifa mínima de R\$6,60 da rede elétrica, praticada pela Elektro na região, correspondente a um fornecimento rural bifásico com consumo mínimo tarifado de 50kWh/mês.

Sob o ponto de vista do usuário, tem-se que parte das 75 famílias atendidas pelo ECOWATT tem renda proveniente do ecoturismo, complementada por atividades tradicionais. A outra parte conta somente com a pesca, a extração (ou cultivo) de ostras e/ou aposentadoria rural. Nestes casos, o valor tarifário é incompatível com a renda familiar e com o nível de serviço prestado.

## **CARACTERIZAÇÃO DE UM ATENDIMENTO COM SFD: CONSUMO TÍPICO E DESENHO DO SISTEMA**

### **3.1. Introdução**

Os trabalhos de campo apresentados no capítulo anterior evidenciaram uma tendência ao descompasso entre o serviço de energia elétrica prestado pelos SFDs e os modos de consumo verificados. Esta situação afeta diretamente o funcionamento e a vida útil do SFD e gera insatisfação quanto ao serviço prestado.

Uma das causas identificadas para este descompasso está no método de estimativa do consumo - para fins de dimensionamento - baseado exclusivamente na somatória das multiplicações da potência de cada equipamento de uso final pelo seu tempo de utilização. Tanto a qualidade e quantidade de usos finais quanto seu tempo de utilização são estimados pelo projetista do sistema fotovoltaico e não guardam, muitas vezes, relação estreita com o modo de consumo efetivo do usuário, influenciado fortemente por aspectos geográficos, culturais e econômicos.

A título de exemplo, tem-se que, na província de Eastern Cape na África do Sul, é de suma importância a existência de iluminação noturna externa para vigilância e cuidados com o gado, riqueza das famílias e sua principal forma de poupança. No Vale do Ribeira, houve manifestação sobre a necessidade de iluminação interna durante toda a noite (ZILLES e LORENZO, 1997) e uso de lanterna recarregável para pesca noturna. No Vale do Jequitinhonha, os usuários reclamavam a ausência de uma tomada também na cozinha, local preferencial das refeições. Já no programa ECOWATT, identificou-se que o consumo é restringido pela limitação no número de pontos de uso, apesar de sobrar energia gerada pelo SFD (ZILLES e MORANTE, 2000; SANTOS e ZILLES, 2000).

Em cada um dos projetos e programas visitados foram verificados modos de consumo de energia elétrica ditados pelas características locais. Uma previsão realista das necessidades energéticas de uma determinada população rural é possível através de pesquisa de campo dedicada, visando o entendimento do "Panorama Geral da Comunidade", do "Padrão de Consumo de Energia" e das "Diferenças Sociais no Uso da Energia", seguindo as fases da metodologia de "pesquisa de requerimentos energéticos e usos finais para comunidades rurais" proposta por Paulo Serpa e Renata Marson (SERPA e MARSON, 1997).

No entanto, o financiamento e a realização de uma pesquisa desta natureza e com este porte de detalhes, aplicada à definição das necessidades energéticas específicas de populações brasileiras, rurais e de baixa renda, pode inviabilizar a adoção em larga escala de SFDs como alternativa de atendimento.

Existe, portanto, lugar para um estudo que indique os níveis de consumo mensal a serem esperados de novos "consumidores fotovoltaicos" no Brasil. A partir da definição destes níveis de consumo, os SFDs correspondentes podem ser dimensionados. A quantidade e qualidade dos usos finais da energia elétrica fica a cargo do usuário final, que controlará seu consumo diário (e mensal) através de um medidor de Ah. Guardados os limites impostos pela geração fotovoltaica para a potência e energia dos usos finais, o esquema proposto procura mimetizar uma ligação à rede elétrica convencional.

A primeira parte deste capítulo 3 trata da análise de pequenos consumos rurais domiciliares através de três métodos distintos<sup>83</sup> e da definição de níveis de serviço de eletricidade para atendimento com SFD. A cada nível de serviço identificado e disponibilidade de recurso solar corresponde uma configuração adequada de SFD, que, caso negligenciada, incorrerá em mal funcionamento e diminuição de vida útil dos componentes. Como caso exemplar deste fato pode-se citar o programa ECOWATT, conforme descrito no capítulo 2.

A Comunidade Européia propôs, em 1998, uma metodologia de dimensionamento de SFD baseada em experiências práticas e que visa garantir o equilíbrio entre geração e acumulação para os diversos tipos de baterias encontradas no mercado (EUROPEAN COMMISSION, 1998). Através desta metodologia, detalhada mais adiante, foram calculados SFDs para os níveis de serviço identificados e para os valores de irradiação mais comuns no Brasil.

Os resultados encontrados (níveis de serviço de eletricidade para atendimento com SFD e correspondentes dimensionamentos como função do recurso solar) são instrumentos da proposta para inserção da ERFD como alternativa de atendimento e visam contornar problemas identificados nos trabalhos de campo.

### **3.2. Análise do consumo mensal de energia elétrica**

O nível de consumo de energia elétrica previsto para um novo consumidor é dado fundamental da escolha e dimensionamento técnico da opção de atendimento.

---

<sup>83</sup> questionário dedicado, medição direta em SFDs e medição direta em consumidores eletrificados pela concessionária.

Ele é usualmente proporcional à renda familiar pois está associado à posse de equipamentos elétricos. No Brasil, segundo a PNAD 1999, 68% dos domicílios rurais sem iluminação elétrica possuem renda familiar inferior a 2 salários mínimos (IBGE/PNAD, 2000). Ou seja, salvo alguns casos, nas zonas rurais o consumo previsto de energia elétrica é mais baixo que o urbano.

A tabela 3.1 mostra alguns consumos mensais obtidos a partir de literatura, que indicam a ordem de grandeza do resultado a ser esperado para o caso brasileiro.

**Tabela 3.1:** Consumos mensais de energia elétrica.

<b>País</b>	<b>Consumo</b>	<b>Alternativa de atendimento</b>	<b>Fonte</b>
BOLÍVIA	2,3 kWh/mês	Rede	(MEH, 1993: 24)
CHILE	1,3 - 3,7 kWh/mês	SFD	(SAPIAIN, 1998 apud. MORANTE, 2001)
KENYA	2,6 - 3,6 kWh/mês	SFD	(VAN DER PLAS, 1998: 301)
MEXICO	16 kWh/mês	Rede	(HUACUZ, 1995: 4)
NAMÍBIA	24 kWh/mês	Rede	(WAMUKONYA, 2001: 8) (NAMPOWER, 2002)
NIGÉRIA	35,2 kWh/mês 21,4 kWh/mês	Rede Não eletrificado	(ADEOTI <i>et alli</i> , 2001: 159)
INDONESIA (SUKATANI)	4,7 - 7,7 kWh/mês	SFD	(REINDERS <i>et alli</i> , 1999:17)

Através de uma análise baseada em três métodos de estimativa de pequenos consumos elétricos domiciliares - questionário dedicado, medição direta em SFD e medição em consumidores de baixa renda eletrificados pela concessionária - procurou-se identificar níveis de serviço de eletricidade para atendimento com SFD no Brasil.

### 3.2.1. Estimativa através de questionário

Uma das formas de estimar o consumo de energia elétrica é por meio da aplicação de questionários. Através de perguntas relativas ao comportamento de consumo de energéticos, pode-se chegar à demanda energética passível de ser substituída pela eletricidade.

Em junho de 1996 foi aplicado um questionário desta natureza a 75 domicílios localizados na fazenda Lagoa do Boi, no município de Juazeiro, no estado da Bahia, região de caatinga, com agricultura de subsistência e criação de caprinos. A área havia sido selecionada para um

projeto de eletrificação rural fotovoltaica a ser financiado pela FONDEM<sup>84</sup> e pela COELBA<sup>85</sup>. O questionário teve aplicação prévia à implantação do projeto e visava caracterizar a região do projeto quanto a aspectos econômicos, energéticos e de infraestrutura.

Nas entrevistas foram identificados os energéticos utilizados para satisfazer a necessidade de iluminação e audio-visual, além de conservação de alimentos e outros. Incluiu-se também pergunta relativa à quantidade mensal consumida do energético e ao número de horas diárias de utilização. A imprecisão nessas respostas é a principal crítica à utilização de questionários para investigação do consumo de energia.

Como resultado, foi verificado que os principais energéticos utilizados na região são o Diesel, o querosene e o gás para iluminação, pilhas secas para rádio e baterias automotivas para televisão. As geladeiras são a gás.

A tabela 3.2 a seguir resume os resultados para a penetração de cada uso final da energia na comunidade pesquisada. Nota-se que a iluminação é o primeiro dos usos finais a ser difundido, representando a posse de candeeiro a Diesel ou querosene por 100% dos domicílios pesquisados. Foi observada, mas não quantificada, a preferência pela utilização do querosene, pois produz menos fumaça e é mais eficiente. O Diesel era o combustível da época "das vacas magras", como disse uma das entrevistadas. O gás era considerado a iluminação mais nobre, mas apenas 46% dos entrevistados possuía um lampião a gás (pipigás) e destes somente 50% conseguiam comprar a recarga periodicamente.

**Tabela 3.2:** Penetração dos usos energéticos finais na região de Lagoa do Boi.

<b>Candeeiro</b>	<b>Lampião a Gás</b>	<b>Rádio</b>	<b>Rádio- Gravador</b>	<b>TV</b>	<b>Geladeira</b>
100%	46%	79%	25%	17%	8%

Na figura 3.1 está apresentada a estimativa de consumo mensal de energia elétrica para a população entrevistada. Não foi contabilizado o consumo referente à geladeira.

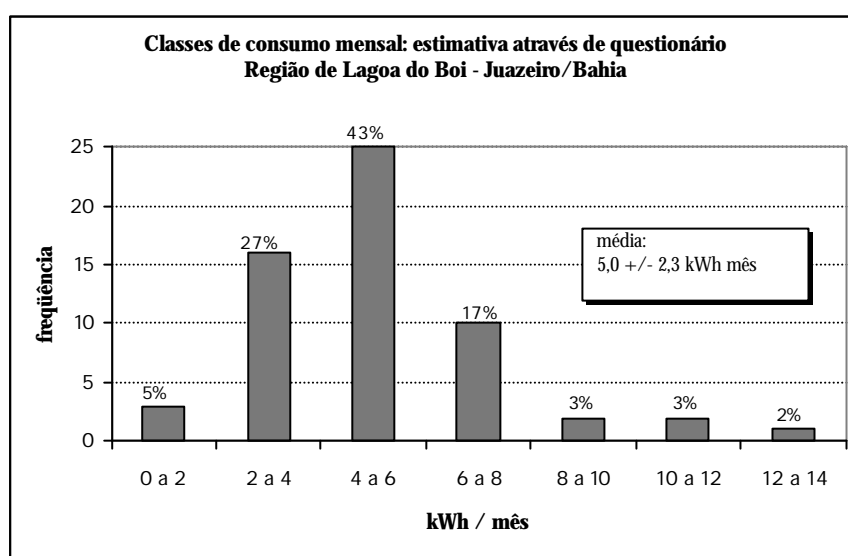
O consumo médio mensal de energia elétrica para o universo pesquisado seria de 5kWh/mês, caso fossem substituídas as pilhas secas, baterias automotivas e energéticos de iluminação por eletricidade, respeitando o padrão de uso existente antes da instalação dos SFDs.

<sup>84</sup> *Fondation Energie pour le Monde*, ONG francesa com sede na cidade de Paris, França.

<sup>85</sup> Companhia de Energia Elétrica do Estado da Bahia.



Uma das constatações de campo levadas em consideração no cálculo do consumo médio mensal foi a utilização de um ponto de luz aceso durante toda a noite. As justificativas identificadas para tal hábito foram: espantar animais noturnos e atendimento de crianças durante a noite. Esta mesma constatação foi encontrada em 1997 pelo Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da USP na implantação de projetos de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar e relatada por Zilles e Lorenzo em artigo onde é proposto o uso de lâmpadas de 2W para satisfazer a necessidade de iluminação durante toda a noite (ZILLES e LORENZO, 1997).



**Figura 3.1:** Consumo mensal (kWh/mês) estimado através de questionário.

Os domicílios entrevistados que apresentaram consumo mensal entre 4 e 6 kWh/mês totalizam 43% do universo pesquisado. Somados àqueles pertencentes às classes adjacentes, resulta que 87% dos domicílios possuem consumo estimado entre 2 e 8 kWh/mês.

Foram também investigadas as despesas energéticas correspondentes às classes de consumo. Para tanto, agrupou-se as duas primeiras classes de consumo em uma classe de despesa energética. A classe de consumo majoritária foi considerada isoladamente. As duas classes logo acima da majoritária foram agrupadas e a de maior consumo foi também considerada de forma isolada. Os resultados desta análise estão apresentados na tabela 3.3.

**Tabela 3.3:** Classes de consumo e despesa energética mensal.

<b>Classe de Consumo</b>	<b>Nível de consumo</b>	<b>% do total</b>	<b>Classe de despesa*</b>
1 Alto	10 a 14 kWh/mês	5%	mais de R\$18
2 Intermediário	6 a 10 kWh/mês	20%	de R\$13 a R\$18
3 Baixo	4 a 6 kWh/mês	43%	de R\$7 a R\$13
4 Baixíssimo	< 4 kWh/mês	32%	menos de R\$7

\* valores das despesas atualizados de julho 1996 para novembro de 2001 pela evolução do salário mínimo no período (fonte: <http://www.dieese.org.br>).

Cerca de 32% da população entrevistada gasta menos de R\$7 em energéticos passíveis de serem substituídos por eletricidade. A característica mais marcante das famílias pertencentes a esta classe está na não periodicidade de compra de energéticos. Considerada como secundária, estas famílias satisfazem sua necessidade energética somente quando a renda familiar permite.

Já 43% estão em uma classe de "baixo consumo" e gastam de R\$7 a R\$13. Nesta classe estão as famílias que possuem pelo menos um aposentado rural, que, ao receberem um salário mínimo ao mês, possuem renda de fluxo constante que permite a compra mensal de energéticos.

À classe de consumo intermediário pertencem famílias que, além de um ou dois aposentados rurais, conseguem renda a partir da venda esporádica de animais de criação e de trabalhos eventuais como diaristas.

Para a região de Lagoa do Boi, no sertão caprinocultor nordestino, a previsão de consumo médio mensal foi de 5kWh/mês, variando de 14kWh a 1kWh.

### 3.2.2. Medida Direta do Consumo

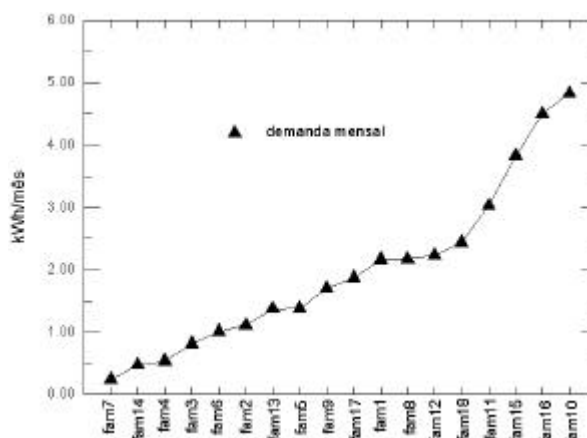
Em seu trabalho de mestrado, Federico Morante avaliou, através da instalação de medidores de ampère-hora, o consumo mensal de energia elétrica de domicílios eletrificados com energia solar fotovoltaica (MORANTE, 2000).

A figura 3.2 aponta o resultado de 15 meses de medições do consumo mensal de 18 famílias de comunidades pertencentes ao município de Cananéia e situadas no complexo estuarino-lagunar de Iguape-Cananéia na meso-região do Vale do Ribeira, no sul do Estado de São Paulo (MORANTE e ZILLES, 2001).

A família 10 apresenta o maior nível de consumo, com um consumo médio de 5kWh/mês e um máximo de 8,4kWh/mês, identificado no mês de março de 1999. Esta família possui TV,

receptor parabólico, aparelho de som e ventilador, além de 4 pontos de iluminação. A família 11, apesar de níveis de consumo mais baixos, também apresenta diversificação de usos finais da energia, com quatro pontos de iluminação, TV, receptor parabólico e rádio transmissor. Estas duas famílias têm refletido em seu modo de consumo o maior grau de contato urbano.

Para as famílias 7 e 14, o sistema fotovoltaico instalado está sobredimensionado, pois seus hábitos de consumo não alcançam 1kWh/mês. Esta constatação indica que, no caso de eletrificação fotovoltaica, adotar o mesmo sistema para todos os domicílios pode não ser a melhor opção. Isto não significa que uma análise caso a caso seja a solução para o sobredimensionamento, pois torna inviável o custo de montagem de qualquer projeto. A discretização em classes de consumo, com um dimensionamento de sistema para cada classe, tem sido adotada como opção. Por exemplo, a CEMIG, oferece sistemas fotovoltaicos domiciliares simples (53Wp) e duplos (106Wp).



Fonte: (SANTOS e ZILLES, 2001 adaptado de MORANTE e ZILLES, 2001)

**Figura 3.2:** Medições de consumo de energia elétrica em uma comunidade com baixo contato urbano.

A Tabela 3.4 define as classes de consumo identificadas pelo estudo com o medidor de Ah. Para as classes 2, 3 e 4, a capacidade do SFD não é fator limitante do crescimento do consumo mensal. Já os consumidores pertencentes à classe de maior consumo utilizam o SFD no seu limite de fornecimento.

**Tabela 3.4:** Classes de consumo identificadas pelo estudo com medidor de Ah.

<b>Classes de consumo</b>	<b>Consumo Mensal (kWh/mês)</b>
1 Alto	3-6
2 Intermediário	2-3
3 Baixo	1-2
4 Baixíssimo	$\leq 1$

Fonte: (MORANTE & ZILLES, 2001)

### 3.2.3. Informação da concessionária

Outra forma de estimar o consumo mensal domiciliar de energia elétrica é a análise do comportamento daqueles que já contam com a rede elétrica. Para tanto, é necessário conseguir junto às concessionárias informações sobre o número de consumidores residenciais e a energia consumida em cada uma das faixas de consumo mensal. Outra informação necessária é a tecnologia de rede utilizada no fornecimento, se monofásica, bifásica ou trifásica.

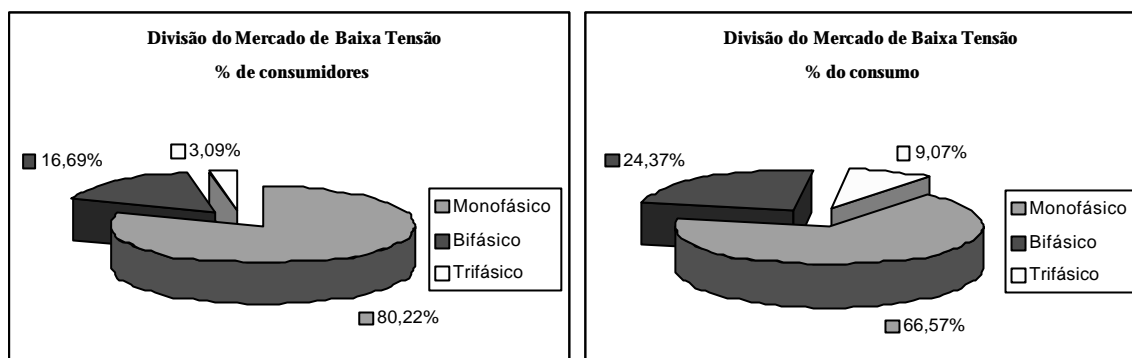
Foi realizada uma pesquisa em maio de 1999, junto à CEMIG, que disponibilizou os dados para análise. O método aqui apresentado pode ser extrapolado para outras concessionárias, conquanto que possuam os dados com o nível de detalhe mencionado.

A extensão de rede rural no Estado de Minas Gerais se dá majoritariamente através de redes monofásicas e o atendimento em baixa tensão.

A população rural mineira não atendida por energia elétrica possui 64% de famílias cuja renda é inferior a 2 salários mínimos (IBGE/PNAD, 2000), indicando que seu consumo estará provavelmente na faixa dos consumidores classificados como baixa renda, ou seja, inferior a 180kWh/mês, com concentração na primeira sub-classe de 0 a 30kWh/mês para atendimento monofásico, ou 0 a 50kWh/mês para atendimento bifásico.

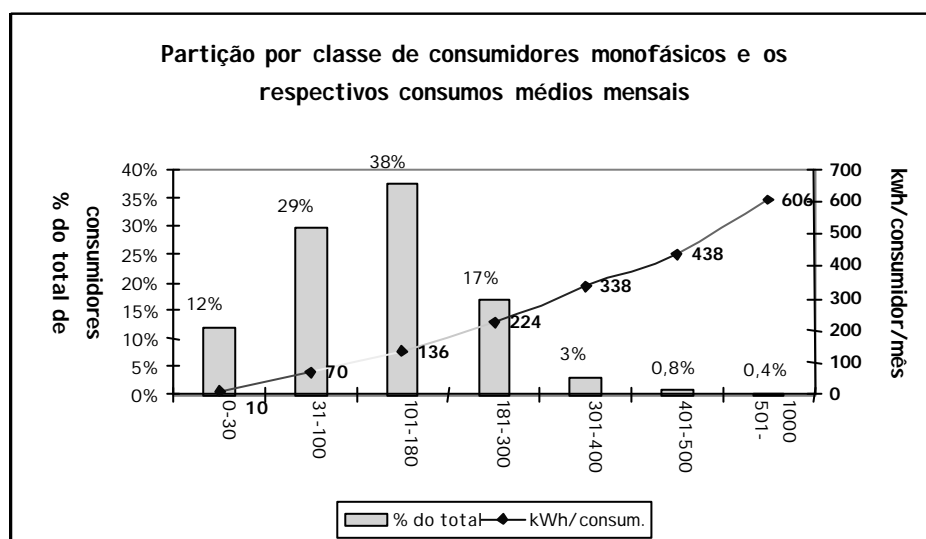
Usuários classificados como baixa renda pela concessionária, cuja demanda mensal é tarifada pela primeira sub-classe, certamente não possuem equipamentos elétricos intensivos em energia como a geladeira e provavelmente utilizam lâmpadas incandescentes para iluminação. Caso estas lâmpadas fossem sistematicamente substituídas por fluorescentes de menor potência - como é o caso nos SFDs - o consumo médio apresentado seria menor.

O atendimento com rede monofásica corresponde a 80% do mercado residencial de baixa tensão, que consome 67% da energia vendida pela concessionária. O prosseguimento da análise se dará então para os atendimentos com rede monofásica. Na figura 3.3 está a partição do mercado de baixa tensão da CEMIG.



**Figura 3.3:** Divisão do mercado de baixa tensão da CEMIG.

O gráfico da figura 3.4 indica a partição do mercado monofásico em faixas de consumo, bem como os consumos médios mensais em cada faixa. Os consumidores da primeira faixa (0-30kWh/mês) representam 12% do mercado residencial. A maior concentração de consumidores (38%) está na faixa de 101-180kWh/mês, seguida pela faixa de 31-100kWh/mês, dos consumidores de baixa renda (29%).



**Figura 3.4:** Consumo médio em cada faixa de consumo.

Interessante notar que a demanda média na primeira faixa de consumo é de 10kWh/mês, comparável com aquelas encontradas através de medida direta em sistemas fotovoltaicos e através dos questionários de Lagoa do Boi.

O consumo médio nas faixas seguintes indicam a posse de equipamentos elétricos como por exemplo a geladeira, pois salta de 10kWh/mês, na primeira faixa, para 70kWh/mês, na faixa seguinte.

Mesmo aqueles consumidores atendidos com rede bifásica, mas que consomem na faixa de 0-50kWh/mês, o consumo médio é de 14kWh/mês (Tabela 3.5), da mesma ordem de grandeza dos resultados de demanda obtidos nos itens anteriores.

**Tabela 3.5:** Consumo médio por classe de consumo CEMIG.

<b>Tipo de Ligação</b>	<b>Classe de Consumo</b>	<b>Número de Consumidores</b>	<b>Consumo Agregado (MWh)</b>	<b>kWh/mês</b>
<i>Monofásica</i>	0 - 30 kWh/mês	381.110	3.763	10
<i>Bifásica</i>	0 - 50 kWh/mês	63.578	883	14

Fonte: Adaptado de dados do Depto de mercado da CEMIG – maio 99.

A crítica a ser feita em relação à análise realizada neste item é que, por utilizar dados do mês de maio de 1999, pode não ser representativa do comportamento de consumo dos usuários nos outros meses daquele ano e em outros anos. No entanto, não foi possível obter dados anuais de demanda por faixa de consumo, visto que o detalhamento de mercado exposto é tido como confidencial pelas concessionárias.

#### 3.2.4. Discussão dos resultados de consumo

Foram analisados dados energéticos de domicílios rurais cuja característica econômica e localização indicavam valores de consumo mensal inferiores a 30 kWh/mês<sup>86</sup>.

Os resultados encontrados para os três casos estudados estão condizentes com os valores levantados na literatura e inferiores aos 30 kWh/mês inicialmente estimados. Apesar de serem três metodologias distintas, com menor precisão para a aplicação dos questionários, elas apontaram para a existência de classes de consumo mesmo dentro da realidade rural de baixa renda, consideradas muitas vezes de forma uniforme no planejamento de programas de desenvolvimento.

<sup>86</sup> 30 kWh/mês é o mínimo consumo tarifado em ligações monofásicas segundo a Resolução ANEEL nº 456 de 29/11/2000 “Condições Gerais de Fornecimento”.

A imprecisão da metodologia que utiliza os questionários reside principalmente na incerteza das respostas concernentes ao tempo de utilização dos usos finais e à quantidade gasta de energético. O questionário também não é capaz de estimar precisamente o consumo, uma vez que sua análise considera a substituição completa dos energéticos tradicionais de iluminação, TV e rádio por eletricidade e esta não é, muitas vezes, a realidade. No entanto, segue sendo uma ferramenta para inferir o consumo energético de residências não atendidas pela rede elétrica.

O medidor de ampère-hora oferece uma medida mais precisa do consumo mensal, apesar de o processo de tomada desta medida ter o potencial de introduzir inconsistências: ele depende da tenacidade do usuário, uma vez que é ele o responsável por anotar os valores diários de consumo. Por outro lado, o mostrador do medidor de Ah apresenta a integral dos consumos diários e, mesmo no caso de falhas esporádicas nas anotações diárias, ainda é possível calcular a média de consumo do período. Cabe mencionar que justamente este processo de tomada diária do consumo permite ao usuário controlar o uso de seu sistema fotovoltaico a fim de evitar o corte de fornecimento, ou seja, o "apagão".

Além disto, o consumo mensal oriundo da análise dos dados dos medidores de ampère-hora pode estar reprimido pelo fato de o SFD não fornecer energia elétrica além dos limites de projeto, muito inferiores aos da rede elétrica. Esta afirmação é verdade em alguns casos. Por exemplo, estima-se que a família 10 (figura 3.2) poderia comprar uma geladeira e aumentar seu consumo além da capacidade de fornecimento de seu SFD. Também se pode concluir que os 8% de futuros usuários de energia elétrica de Lagoa do Boi que possuem geladeira a gás (tabela 3.2) poderiam adquirir o mesmo equipamento na versão elétrica e consumir acima de 30kWh/mês.

No entanto, os resultados obtidos para usuários conectados à rede elétrica e consumindo abaixo de 30kWh/mês indicam que, na média, os domicílios nesta condição não teriam seus consumos reprimidos caso fossem atendidos com SFDs.

A tabela 3.6 resume os resultados encontrados na análise de consumos mensais. A partir destes resultados foram definidos os "níveis de serviço de eletricidade para atendimento com SFDs" ou "níveis de serviço fotovoltaico": 5kWh/mês, 10kWh/mês e 15kWh/mês. Valores que condizem com o espectro apresentado na tabela 3.1.

O primeiro nível pretende atender domicílios pertencentes às classes 3 e 4 (baixo e baixíssimos consumos) e alguns pertencentes à classe 2 (consumo intermediário). O segundo nível contempla o consumo intermediário da classe 2 e também alguns domicílios de alto consumo

(classe 1). Finalmente, o terceiro nível atende aos domicílios apresentando consumos próximos ao máximo consumo identificado.

**Tabela 3.6:** Resumo dos resultados de consumo mensal.

<b>Local</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Média</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Lagoa do Boi (Bahia)	Questionário	5 kWh/mês	<1 kWh/mês	14 kWh/mês
Vale do Ribeira (São Paulo)	Medidor de Ah	5 kWh/mês*	< 1 kWh/mês	8,4 kWh/mês
CEMIG (Minas Gerais)	Medidor de kWh	10 a 14 kWh/mês	--	--

\* média de consumo mensal da família de maior consumo

### **3.3. Dimensionamento dos SFDs conforme nível de consumo mensal e disponibilidade de recurso solar**

A cada nível de serviço de eletricidade para atendimento com SFD e disponibilidade de recurso solar corresponde um desenho adequado de sistema.

Os métodos intuitivos são os mais difundidos para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos domiciliares e "partem de valores médios de irradiação solar e (...) podem utilizar médias diárias anuais ou mensais" (OLIVEIRA, 1997).

Dentre os métodos intuitivos, o mais usado é aquele baseado no critério do pior mês, onde "as dimensões do subsistema de geração são determinadas de forma que a energia coletada pelo gerador no pior mês do ano seja igual à consumida no mesmo período. A capacidade de acumulação é calculada de modo a assegurar um certo número de dias de fornecimento sem geração" (OLIVEIRA, 1997).

A Comunidade Européia financiou a formulação de uma norma denominada *Universal Technical Standard for Solar Home Systems*, que é baseada no método intuitivo do pior mês e propõe, a partir de ampla consulta com projetistas e fabricantes, valores limites de profundidade de descarga para três tipos diferentes de baterias: automotiva, automotiva modificada e baixa manutenção. Também é proposta nessa norma uma relação de compromisso entre o tamanho da geração e o da acumulação, de forma a garantir o bom funcionamento do banco de baterias (EUROPEAN COMMISSION, 1998).

Valendo-se do *Universal Technical Standard for Solar Home Systems*, obteve-se os dimensionamentos para cada nível de serviço, que podem ser verificados na tabela 3.7. Os



SFDs propostos para atendimento dos níveis de serviço de 10 e 15kWh/mês incluem um conversor CC/CA para permitir ao usuário maior número de usos finais. Um conversor CC/CA de menor porte pode também ser incorporado aos sistemas do primeiro nível, caso seja necessário.

A bateria automotiva modificada é um compromisso entre o uso de baterias automotivas convencionais e as baterias solares puras. Sob as condições de funcionamento aqui propostas elas apresentam bom desempenho e a estimativa de vida útil é de 3 a 4 anos.

No quadro de um programa nacional de eletrificação rural que inclua a solução fotovoltaica, cabe o fomento para que a indústria brasileira passe a produzir baterias modificadas nas capacidades 130Ah, 100Ah, 90Ah e 80Ah, para satisfazer os requisitos dos SFDs adequados a cada nível de serviço.

**Tabela 3.7:** SFDs para suprir os “níveis de serviço fotovoltaico” identificados em função do recurso solar no plano do módulo fotovoltaico.

<b>kWh/ mês</b>		<b>3,5 kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>4,0 kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>4,5 kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>5,0 kWh/m<sup>2</sup></b>
5	PV	60 Wp	52 Wp	46 Wp	42 Wp
	Bateria*	130 Ah	100 Ah	90 Ah	80 Ah
10**	PV	119 Wp	104 Wp	93 Wp	84 Wp
	Bateria*	230 Ah	200 Ah	180 Ah	160 Ah
15**	PV	179 Wp	157 Wp	139 Wp	125 Wp
	Bateria*	330 Ah	300 Ah	270 Ah	240 Ah

\* Bateria automotiva modificada C<sub>20</sub>

\*\* Inclui conversor CC/CA

Importante notar que a tabela 3.7 permite verificar o SFD adequado para as diversas regiões brasileiras e permite também ao projetista escolher o nível de irradiação solar no plano do módulo fotovoltaico que melhor representa a localidade alvo do projeto.

A motivação para criar a tabela 3.7 e, portanto, um guia para tomadores de decisão, projetistas e usuários, foi a constatação de campo que diversos SFDs instalados não respeitavam uma relação adequada de consumo-geração-acumulação, causando falha prematura e insatisfação do usuário.

## **ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES A PROGRAMAS DE ERFD**

### **4.1. Introdução**

Na implementação de programas de ERFD como alternativa de atendimento àqueles que estão impossibilitados de ter acesso ao serviço da rede, deve-se tomar em consideração uma estimativa realista de consumo e um dimensionamento do SFD compatível, isto é, uma relação adequada entre consumo, geração e acumulação (vide capítulo 3).

A partir do estudo do consumo típico de domicílios cuja previsão de demanda não ultrapassa os 30kWh/mês, pode-se estabelecer três níveis de serviço fotovoltaico de eletricidade que satisfazem o potencial conjunto de usuários de SFD: 5kWh/mês, 10kWh/mês e 15kWh/mês. Para cada um dos níveis de serviço, foi proposta uma configuração de SFD, seguindo os parâmetros do *Universal Technical Standard for Solar Home Systems* (EUROPEAN COMMISSION, 1998).

Para que os níveis de serviço identificados resultem em satisfação do usuário e em SFDs operantes, alguns outros aspectos precisam ser observados:

- O SFD tem de ser tecnicamente o mais simples e robusto possível. Complicações técnicas com o objetivo de resolver problemas de gestão do programa de ERFD são potencialmente catastróficas, a exemplo do dispositivo de pré-pagamento e segurança incluídos nos SFDs da Shell-Eskom na África do Sul (vide capítulo 2).
- A rigidez imposta pelo agente implementador sobre a quantidade, posição e tempo de utilização das cargas impede, muitas vezes, que o usuário aproveite toda a energia gerada pelo SFD, ou de todo conforto que pode ser possibilitado por ele.

Por exemplo, em todos os programas mencionados no capítulo 2 a(s) tomada(s) estavam localizadas na sala, próximas ao controlador de carga. A pressuposição do agente implementador e dos instaladores é de que na cozinha ou no quarto ninguém escuta rádio. Grande número de modificações improvisadas de circuito (“gambiarras”) foram encontradas para suprir esta deficiência de instalação.

No ECOWATT, o SFD de 140Wp gera cerca de 320Wh/dia no pior mês (considerando irradiação diária média no pior mês de 2,7kWh/m<sup>2</sup>) e o consumo registrado em dois

domicílios pesquisados é, em média, de 67 Wh/dia (ZILLES e MORANTE, 2000). Esta situação mostra que o SFD está sobredimensionado ou a restrição contratual de usos impõe um regime desnecessário de contenção do consumo.

Na CEMIG, encontrou-se situação semelhante, embora não tão crítica. No ensolarado Vale do Jequitinhonha (clima semi-árido com irradiação solar diária média anual de  $4,5\text{kWh}/\text{m}^2$ )<sup>87</sup>, os sistemas simples de 53Wp oferecem em média 200Wh/dia e os duplos, o dobro disto, 400Wh/dia.

Como não se dispõe de medições de consumo nos sistemas da CEMIG, para efeito de análise realizou-se uma comparação com o serviço oferecido por um SFD instalado na comunidade de Sítio Artur, no Vale do Ribeira em São Paulo. A CEMIG permite para seu sistema duplo de 106Wp, 3 lâmpadas de 20W, rádio e TV. Em Sítio Artur, região de irradiação solar diária média anual de  $3,8\text{kWh}/\text{m}^2$  (UFPE, 1997), a energia oferecida pelo SFD é, em média, 350Wh/dia e a família dispõe de 4 lâmpadas (2x20W e 2x15W), inversor CC/CA, TV P&B com receptor parabólico, ventilador e aparelho de som, isto é, maior diversidade de usos finais e melhor aproveitamento da energia fornecida.

As razões que originaram as restrições de uso impostas pela CEMIG estão relacionadas com a profundidade de descarga diária da bateria e, conseqüentemente, com sua vida útil. No entanto, estas restrições impedem o usuário de aproveitar a energia fornecida como lhe convier, respeitados os limites de potência do fornecimento.

- A qualidade dos equipamentos e instalações tem papel fundamental na operacionalidade de longo prazo dos SFDs. Qualidade significa que os equipamentos respondem em campo segundo padrões estabelecidos para o funcionamento normal do SFD.

Falha sistemática nos reatores e lâmpadas ameaça o programa da CEMIG, foi um dos grandes itens de custo do “Luz do Sol” com os Centros de Carga de Baterias em Alagoas e continua sendo um problema na etapa atual com SFDs do mesmo “Luz do Sol”.

Falha ou desajuste de controladores de carga contribuem para o insucesso do ECOWATT e foram também decisivos no programa da COPEL. A qualidade das instalações influi diretamente na satisfação do usuário com o SFD instalado em seu domicílio e também na longevidade dos componentes e das cargas.

---

<sup>87</sup> Segundo o atlas solarimétrico editado pelo CRESESB e produzido pela UFPE (UFPE, 1997).

O controle de qualidade deve estar previsto no processo de compra e aceitação dos SFDs, sem o que o agente implementador fica a mercê do fornecedor.

No item 4.2 é tratado um dos objetivos deste capítulo, que é propor configurações de SFDs que sejam ao mesmo tempo tecnicamente simples e robustas e possibilitem a diversificação dos usos finais da energia fotovoltaica.

O outro objetivo é fornecer aos agentes implementadores de programas de eletrificação rural fotovoltaica um instrumento que facilite a introdução de exigências de qualidade no processo de compra e instalação dos SFDs. Advoga-se que se o procedimento de estabelecimento de normas técnicas e verificação da qualidade dos equipamentos está definido no caso da rede elétrica, para que os SFDs atinjam o objetivo de ser uma alternativa de atendimento, o caminho não será diferente.

A comunidade fotovoltaica brasileira já tomou ciência da necessidade de verificação da qualidade, a exemplo da introdução de alguns procedimentos de verificação das características técnicas dos equipamentos fornecidos através do pregão nº 002 e 003 de 2001 do PRODEEM. Antes disso, pode-se citar como exemplo o edital de compra dos equipamentos da CEMIG, onde, infelizmente, a dificuldade de fazer cumprir a cláusula de garantia dos reatores causou muitos problemas (vide capítulo 2).

O item 4.3 coloca as características desejadas para os diversos componentes do SFD, tendo como base a superação de alguns problemas técnicos identificados em campo e a simplicidade nos ensaios de comprovação.

## **4.2. Configurações propostas para os SFDs**

O propósito deste item é confrontar a interface com o usuário dos projetos de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar com parâmetros levantados em trabalhos de campo vistos como desejáveis para maximizar a aceitação dos sistemas, minimizar a dependência de outros energéticos e garantir seu pleno funcionamento.

### **4.2.1. Condicionantes**

Nos diversos levantamentos de campo apresentados no capítulo 2 (especialmente na África do Sul, Vale do Jequitinhonha, COPEL e ECOWATT), acrescidos de informações colhidas durante a avaliação da fase 1 do PRODEEM no Lago do Cuniã em Rondônia e em aldeias indígenas em Mato Grosso do Sul (LSF/IEE/USP, 1999; LSF/IEE/USP, 2000), constatou-se, com frequência, a inflexibilidade da configuração proposta para os sistemas em relação ao

modo de consumo desejado pelo usuário. Esta situação leva o usuário a fazer "gambiarras" nas instalações e a não abandonar o uso do querosene, Diesel e pilhas secas tanto quanto possível. Além disto, interfere diretamente em sua satisfação.

Para corroborar esta afirmação, estão apresentados a seguir alguns exemplos registrados através de fotografia ou na forma de entrevista com usuários e agentes implementadores. Em seguida, propõe-se uma configuração para os sistemas, que procura flexibilizar ao máximo sua utilização.

1. Mal funcionamento (ou ausência) do conversor CC/CC. Em Pernambuco, segundo diagnóstico feito pelo NAPER em 1999 (NAPER,1999), em 83% dos 48 domicílios visitados, o conversor CC/CC estava fora de funcionamento. No Vale do Jequitinhonha (comunidades de Santa Rita de Cássia e Lapinha em Araçuaí e Pedra do Fogo em Grão Mogol), atendido pela CEMIG (vide capítulo 2), o conversor CC/CC foi encontrado não operante ou com nível de tensão fora de ajuste (acima dos 3, 6 e  $9V_{CC}$  previstos) em 50% das residências visitadas e foram detectadas várias modificações improvisadas no circuito, cuja origem está na incompatibilidade do conector do conversor CC/CC com o do equipamento de uso final. Na Aldeia Jakaré, em Mato Grosso do Sul (LSF/IEE/USP, 2000) na ausência do conversor CC/CC o usuário apelou para a conexão de seu rádio diretamente na bateria, utilizando menor número de células para obter menor tensão.
2. Posicionamento das tomadas levando a improvisações de circuito em todos os projetos visitados.
3. Necessidade de luz acesa a noite inteira para cuidar de criança pequena durante a noite, evitar morcegos, dentre outras motivações. Esta necessidade foi também identificada em SFDs instalados no Vale do Ribeira (ZILLES e LORENZO, 1997).

Em um dos domicílios visitados dentro do programa da CEMIG, na comunidade de Pedra do Fogo, município de Grão Mogol, foi relatada a utilização de um candeeiro a Diesel aceso durante toda a noite. A razão está na proibição, pela CEMIG, de utilização do SFD para este uso e na localização imprópria (longe da cama) do interruptor para acender a luz em caso de necessidade. Foi perguntado sobre a possibilidade de caminhar no escuro até o interruptor e a entrevistada afirmou que durante a noite cobras e aranhas podem ter adentrado o domicílio e que o trajeto até o interruptor é "perigoso", segundo suas palavras.

Em Lagoa do Boi, município de Juazeiro na Bahia, região onde foi aplicado o questionário de despesas energéticas analisado no capítulo 3, a permanência de um ponto de luz ligado durante toda a noite foi identificada em 61 dos 75 domicílios pesquisados.

Em Alagoas, um dos técnicos do programa “Luz do Sol” afirmou: “nós conseguimos convencê-los a não deixar a luz acesa a noite inteira”. Esta é uma abordagem possível, mas idealmente acredita-se ser desejável optar pela solução técnica do problema.

4. Necessidade de luz externa à casa para orientação noturna e verificação dos animais. No programa da Shell-Eskom na África do Sul esta facilidade foi incorporada através de uma lâmpada fluorescente de 5W e é considerada fundamental para o cuidado e segurança do gado, principal riqueza da região (capítulo 2).
5. Restrição conservadora dos pontos de luz levando à utilização de lamparinas nos cômodos não iluminados. Colabora para isso o fato de a decisão sobre a localização das poucas luminárias não ser consenso familiar. Como exemplo, pode-se citar a cozinha sem luz em um SFD pertencente ao projeto da COELBA no município de Uauá (Raso da Catarina, Bahia). Esta situação não contempla a gerência do consumo pelo usuário nem o pleno uso da energia fornecida pelo SFD.
6. Necessidade de diversificar os usos finais da energia fornecida para, ao mesmo tempo, melhor aproveitar o SFD e aumentar a satisfação do usuário. Como exemplo pode-se citar que em Alagoas o uso do liquidificador em corrente contínua e o carregamento de telefones celulares (fornecidos pela prefeitura) está se difundindo. Ainda, no Vale do Ribeira foram introduzidos o receptor de antena parabólica, ventilador e equipamento de rádio-comunicação (ZILLES e MORANTE, 2000; MORANTE e ZILLES, 2001).
7. Há espaço para o uso de lanterna portátil recarregável, visando diminuir a quantidade de pilhas secas adquiridas pela família (fato marcante nas comunidades onde há caça e pesca noturna) e otimizar a substituição dos energéticos pré-existentes pela eletricidade fotovoltaica.

Considerando os pontos de 1 a 6 (o “ 7 ” é sugestão) e os três níveis de serviço fotovoltaico propostos (5kWh/mês, 10kWh/mês e 15kWh/mês), procurou-se configurações para os SFDs que os contemplassem sem diminuição de confiabilidade.

Parte da solução passa pelo projeto de um sistema onde a iluminação é em corrente contínua (CC) e as outras cargas em corrente alternada (CA), evitando algumas restrições de uso e muitas “gambiarras”. O usuário não fica “escravo” da corrente contínua, mas tem de aprender os limites de fornecimento de energia de seu sistema. Pretende-se, com isto, flexibilizar seu uso e transferir ao usuário a gerência do consumo de eletricidade em seu próprio domicílio.

Para possibilitar esta gerência do consumo, sugere-se a inclusão de um medidor de Ah no SFD, através do qual o usuário pode acompanhar seu consumo diário (ZILLES e MORANTE, 2001). A tabela 4.1 resume a média dos consumos diários por nível de serviço.

Em caso de dias nublados consecutivos, este consumo deve ser reduzido de cerca de 21% de forma a evitar atingir profundidade máxima de descarga do banco de bateria. Para cada um dos níveis de serviço fotovoltaico mencionados na tabela 3.7, corresponderá uma orientação para redução do consumo.

O resultado apresentado na tabela 4.1 para redução do consumo em dias nublados está baseado na expressão [4.1]:

$$C_R = \frac{C_{20} * PD_{max}}{N} \quad [4.1]$$

Onde:

- $C_R$ : Sugestão de consumo em dias nublados
- $C_{20}$ : Capacidade do banco de bateria no regime de descarga de 20 horas (tabela 3.7).
- $PD_{max}$ : Profundidade de descarga máxima do banco de bateria tratada pelo “*Universal Technical Standard for Solar Home Systems*” como compulsória de 60% e recomendada de 40% para baterias automotivas modificadas (conhecidas como “baterias solares” no mercado brasileiro).
- $N$ : Número de dias sem Sol. Adotou-se para a realidade e latitudes brasileiras  $N = 5$  para regiões com  $3,5\text{kWh}/\text{m}^2$ ,  $N = 4$  para  $4,0\text{kWh}/\text{m}^2$ ,  $N = 3$  para  $4,5$  e  $5\text{kWh}/\text{m}^2$ .

**Tabela 4.1:** Consumo diário em Ah por nível de serviço fotovoltaico e consumo reduzido em dias nublados.

<b>Nível de serviço</b>	<b>Consumo médio diário</b>	<b>Consumo reduzido para dias nublados</b>
5 kWh/mês	14 Ah	11 Ah
10 kWh/mês	28 Ah	22 Ah
15 kWh/mês	42 Ah	33 Ah

Ressalta-se aqui a necessidade premente de informação correta ao usuário com relação à energia diária fornecida e ao consumo máximo possível sem prejuízo da vida da bateria. O limite de potência para os aparelhos utilizados também deve ser passado de forma clara. Uma vez compreendido o sistema, vê-se que o gerenciamento da demanda pelo usuário passa a ser praticamente automático: "a gente acompanha as luzinha (do controlador), se tá amarelo é

hora de usar menos" disse uma senhora da comunidade de Pedra do Fogo, atendida pela CEMIG.

Outro ponto seria a oferta de uma fonte de luz de baixíssimo consumo, que pudesse ficar acesa durante várias horas sem impactar sobremaneira o consumo global. Isto pode ser contemplado com uma lâmpada incandescente de 2W oriunda da indústria automobilística. Segundo pesquisa na comunidade de Varadouro, no Vale do Ribeira, a luz incandescente tem a vantagem de se assemelhar ao fogo, proporcionando iluminação mais "aconchegante" para atividades sociais ou que não exijam focalização de detalhes (ZILLES e LORENZO, 1997).

Assumir que parte da carga será em corrente alternada significa introduzir um componente até então legado aos grandes sistemas fotovoltaicos: o conversor CC/CA. Este é um componente caro, cujas especificações e controle de qualidade deverão obedecer normas rígidas de adaptabilidade ao campo. No entanto, existe uma indústria nacional deste componente, que, mediante estímulo, pode praticar preço competitivo para a gama de produtos de pequena potência (ex: 100W, 150W, 250 - 300W). O mercado internacional oferece conversores CC/CA nesse nível de potência ao preço aproximado de 0.30US\$/W. As exigências técnicas e a adaptabilidade em campo do componente estão expostas no item 4.3 deste capítulo.

A vantagem de se fazer o circuito de tomadas em CA é a eliminação da necessidade de espelhos especiais de três pinos, do conversor CC/CC, da interferência em rádio-freqüência via linha de alimentação e de todos os componentes específicos de sistemas em corrente contínua. Além disso, com o circuito de tomadas em CA fica facilitada a distribuição dos pontos de serviço pelos diversos cômodos da casa, conforme necessidade do usuário.

A desvantagem é o mimetismo com a rede convencional, em uma situação onde a quantidade de energia disponível e a capacidade de potência são limitadas. Vale mencionar ainda que são necessários dois circuitos de alimentação das cargas, um para lâmpadas, em CC, e outro para as tomadas, em CA, e que existe o risco de tornar inoperante todo o circuito de tomadas CA caso falhe o conversor CC/CA.

Para evitar dano causado ao conversor CC/CA por um eventual surto de corrente e/ou sobrecorrente em regime permanente, deve estar prevista uma proteção específica. Recomenda-se a instalação de ao menos uma tomada em corrente contínua para a eventualidade de falha do circuito CA, devido a conversor CC/CA inoperante.

A partir dos condicionantes e considerações expostos, apresentam-se duas configurações de sistemas. Uma denominada "tradicional" e outra "flexibilizada"

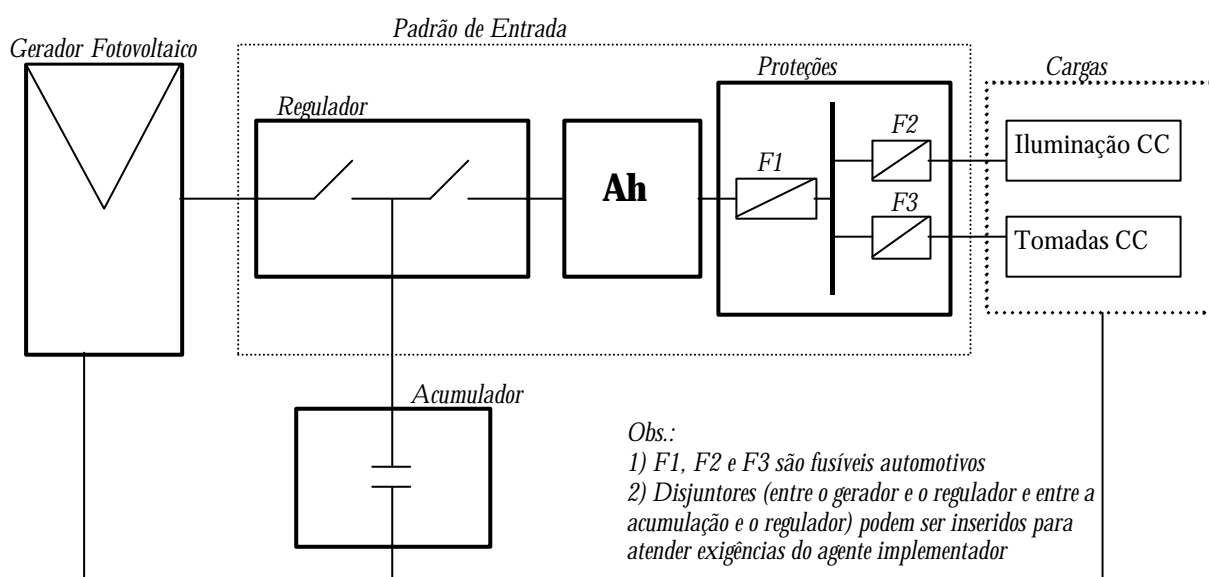


#### 4.2.2. Tradicional

Admite-se que uma fatia do universo de consumidores fotovoltaicos almeje em seus domicílios somente iluminação, rádio e, possivelmente, TV P&B. Para estes, um sistema totalmente em CC responde às suas expectativas. A única diferença em relação à prática comum de projeto e instalação de SFDs seria a introdução da lâmpada de 2W para iluminação noturna, lâmpada para iluminação externa e da possibilidade de compra de luminária móvel.

O número e a localização dos pontos de luz fica, a princípio<sup>88</sup>, a cargo do usuário, respeitando o limite máximo de 20W para a potência de cada luminária.

Tipicamente, esta configuração será utilizada para domicílios pertencentes ao primeiro nível de serviço fotovoltaico, ou seja, 5kWh/mês. O sistema tradicional (figura 4.1) seria aplicável àqueles casos onde, reconhecidamente, não há possibilidade de adoção da configuração flexibilizada apresentada a seguir.

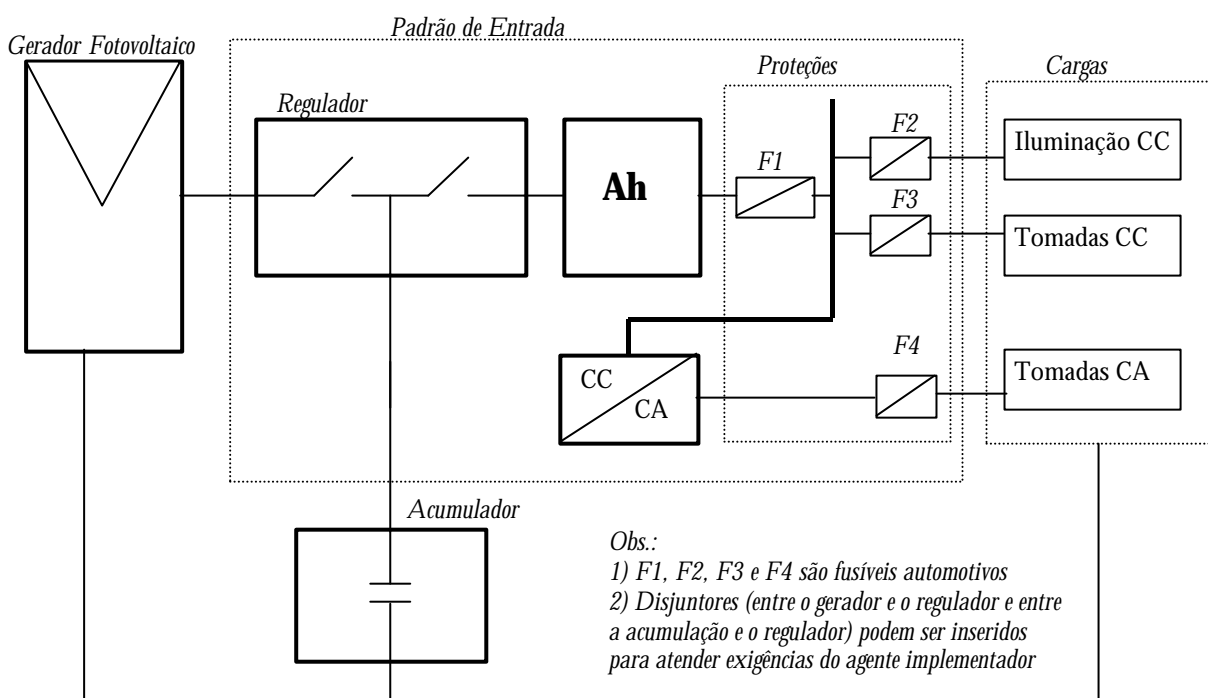


**Figura 4.1:** Configuração tradicional de SFDs.

<sup>88</sup> Propõe-se para o SFD de 5kWh/mês um número máximo de 4 luminárias de 20W, para o de 10kWh/mês, 5 luminárias e para o de 15kWh/mês, 6 luminárias. Também influi na localização dos pontos de luz sua distância ao padrão de entrada (figuras 4.1 e 4.2), limitada principalmente pela bitola do fio.

#### 4.2.3. Flexibilizada

Esta configuração introduz o conversor CC/CA e a divisão da carga em dois circuitos, um em CC, para iluminação, e outro em CA, para tomadas, sendo prevista também uma tomada tripolar em CC, para suprir cargas em  $12V_{CC}$ . Ressalta-se como importante a proteção do conversor CC/CA contra surtos de corrente e/ou sobrecorrente em regime permanente, visto que todas as tomadas estão disponíveis ao mesmo tempo e erros de utilização podem ocorrer. Preferencialmente, esta proteção deve ser eletrônica e interna ao conversor CC/CA.



**Figura 4.2:** Configuração “flexibilizada” de SFDs.

#### 4.2.4. Considerações sobre as configurações

Dentro de um programa de ERFD de porte a fornecer ao usuário uma alternativa ao difícil atendimento via rede elétrica, a configuração da instalação exerce papel fundamental na definição de responsabilidades de manutenção e operação do SFD, discutida no capítulo 5.

Além da qualidade da instalação de fios e cabos, a configuração deve estabelecer o limite de propriedade de equipamentos entre usuário e agente implementador. À semelhança da rede elétrica, onde a concessionária estabelece seu limite no padrão de entrada das casas, o SFD deve também apresentar um quadro de entrada, onde está localizado o controlador, o medidor de Ah e, eventualmente, o conversor CC/CA.

Os fusíveis de proteção estão localizados nesse quadro e devem estar dispostos de forma a facilitar a manutenção pelo usuário. Portanto, os dispositivos de proteção devem ser de conhecimento do usuário e encontráveis no mercado local, seja porque já existiam neste mercado, seja porque o agente implementador fomentou sua comercialização.

#### 4.2.5. Resumo das configurações segundo o nível de serviço

Para o nível de serviço de 5kWh/mês (14Ah/dia) propõem-se duas possibilidades de configurações - tradicional e flexibilizada - a serem decididas pelo agente implementador em conjunto com os usuários e em função das necessidades apresentadas pelas famílias a serem atendidas. Para os níveis 10kWh/mês (28Ah/dia) e 15kWh/mês (36Ah/dia) propõe-se somente a configuração que inclui o conversor CC/CA, pois permite uma utilização mais ampla da energia gerada pelo SFD.

A tabela 4.2 traz um resumo das configurações e cargas sugeridas para cada nível de serviço.

**Tabela 4.2:** Sugestão de configurações e cargas por nível de serviço.

Nível de serviço	Configuração	Uso final	Cargas	Observações
5kWh/mês (14Ah/dia)	<i>Tradicional</i> (figura 4.1)	Iluminação CC	– 3 ou 4 x 20W – noturna de 2W – lâmpada externa	
	Regulador: 10A	Tomadas CC	– TV P&B – Rádio – Celular – Líquidificador CC – Ventilador CC	Tomadas bem distribuídas no domicílio, provável na sala e na cozinha
	$F1 : I_{CC}$ sobrecarga regulador $F2 : 7A$ $F3 : F1 - F2$			
	<i>Flexibilizada</i> (figura 4.2)	Iluminação CC	– 3 ou 4 x 20W – noturna de 2W – lâmpada externa	
	Regulador: 10A Inversor: 100W	Tomada CC	– uso para cargas tipicamente CC e em caso de falha do inversor	
	$F1 : I$ sobrecarga regulador $F2 : 7A$ $F3 : 4A$ $F4 : I_{CA}$ surto inversor	Tomadas CA	– Som – TV P&B c/ parabólica – Ventilador pequeno	Tomadas bem distribuídas (ex. sala e cozinha) e evitar uso simultâneo
10kWh/mês (28Ah/dia)	<i>Flexibilizada</i> (figura 4.2)	Iluminação CC	– 4 ou 5 x 20W – noturna de 2W – lâmpada externa	
	Regulador: 15A Inversor: 150W	Tomada CC	– uso para cargas tipicamente CC e em caso de falha do inversor	
	$F1 : I_{CC}$ sobrecarga regulador $F2 : 10A$ $F3 : 6A$ $F4 : I_{CA}$ surto inversor			
		Tomadas CA	– Som – TV c/ parabólica – Ventilador – Outras cargas compatíveis	Tomadas bem distribuídas (ex. sala, quarto e cozinha) e evitar uso simultâneo
15kWh/mês (42Ah/dia)	<i>Flexibilizada</i> (figura 4.2)	Iluminação CC	– 5 ou 6 x 20W – noturna de 2W – lâmpada externa	
	Regulador: 30A Inversor: 300W	Tomada CC	– uso para cargas tipicamente CC e em caso de falha do inversor	
	$F1 : I_{CC}$ sobrecarga regulador $F2 : 10A$ $F3 : 10A$ $F4 : I_{CA}$ surto inversor			
		Tomadas CA	– Som – TV c/ parabólica – Ventilador – Líquidificador – Ferro de soldar – Outras cagas compatíveis	Tomadas bem distribuídas (ex. sala, quarto e cozinha) e evitar uso simultâneo

### 4.3. Componentes

As características elétricas e mecânicas dos diversos componentes do SFD devem responder a requisitos de qualidade definidos segundo sua utilização em campo e condições do ambiente onde o equipamento deve operar.

O procedimento de controle sistemático da qualidade inclui os seguintes passos: definição de norma para componentes e sistemas, definição dos testes de laboratório, testes amostrais em laboratórios credenciados e controle local de qualidade dos sistemas. Apresentar procedimentos amplamente aceitos de certificação de qualidade é sinal de maturidade tecnológica, e, a eletricidade convencional, controlada por normas como IEC, VDE e ABNT, é um bom exemplo disso.

Pode-se citar três iniciativas de criação de uma norma internacional de qualidade e testes de equipamentos fotovoltaicos (POSORSKI e FAHLENBOCK, 1998):

1. O “*Universal Technical Standard for Solar Home Systems*” desenvolvido no quadro do programa de pesquisa THERMIE-B da comunidade Européia pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri. O documento propõe uma série de critérios para o dimensionamento e para as características técnicas dos diversos componentes do SFD divididos em “compulsórios”, “recomendáveis” e “sugeridos”.

Estes critérios foram estabelecidos através de revisão e análise de 18 normas técnicas produzidas no período de 1989 a 1997 em diversos países do Mundo, que, entre elas, apresentaram grande inconsistência, particularmente no que se refere ao dimensionamento dos sistemas, especificação do tipo de módulo e número de células por módulo, tipo de bateria, pontos de ajuste (“*set points*”) do controlador de carga para os diversos tipos de bateria, informações operacionais aos usuários, quedas de tensão nos equipamentos, medidas de segurança e requerimentos para reatores de lâmpadas, fios, cabos e conectores. (EUROPEAN COMMISSION, 1998: 3)

2. O PV GAP (*Photovoltaics – Global Approval Program*) promovido por vários fabricantes de equipamentos solares, instituições de crédito, organizações governamentais e não governamentais. Este programa é uma organização internacional, apoiada pela indústria fotovoltaica, que dissemina e mantém várias normas de qualidade e de certificação no desenvolvimento de produtos e sistemas.

A restrição a ser feita em relação ao PV GAP é a tendência de produzir normas que respondem a critérios da indústria e não são totalmente adaptadas aos diversos países e realidades.

3. O “*Qualitätsstandards und Ausschreibungsunterlagen für Solar Home Systems (SHS) und PV-Systeme zur Versorgung von Krankenstationen in Entwicklungsländern*”, conduzido pela GTZ alemã através da compilação e avaliação de 61 normas IEC, 25 documentos nacionais de normalização e 11 documentos de especificações de SFD (FAHLENBOCK, 1998).

As considerações e propostas que seguem são uma contribuição para a qualidade e adaptação dos componentes do SFD a um programa de ERFD desenvolvido dentro da realidade brasileira de capacidade técnica dos laboratórios e das exigências de campo sobre as características e testes dos componentes.

#### 4.3.1. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos não têm sido fonte de problemas incontornáveis nos diversos programas de ERFD visitados e também não se tem relato de problemas sistemáticos neste componente em outros programas no mundo. Quando existentes, os problemas são freqüentemente relacionados com deficiência nas conexões elétricas e fuga no diodo de bloqueio (ZILLES, 1996).

Os fabricantes têm conseguido garantir o padrão de qualidade necessário. No entanto, existem algumas observações que otimizam os processos de compra e ajudam na escolha do tipo de módulo.

1. A potência dos módulos deve ser controlada através de ensaio em uma amostra representativa do conjunto de módulos fornecidos pelo fabricante (Quadro 4.1). Isto é necessário para evitar que a potência real dos módulos fornecidos seja sistematicamente menor do que a potência de placa declarada pelo fabricante.

Este procedimento foi adotado pelo Ministério de Minas e Energia no pregão 002 e 003 de 2001, para compra de equipamentos do PRODEEM, e pela CEMIG, no edital de compra dos equipamentos para o Vale do Jequitinhonha. Para ressaltar a importância do assunto, há casos identificados no mercado brasileiro, onde a potência real ensaiada foi 22% menor do que o dado de placa do módulo (ZILLES *et alli*, 1998).

A situação contratual ótima entre o fornecedor e o cliente seria aquela em que este último pagaria pela potência média identificada nos ensaios, ou seja, a potência média em Wp multiplicada pela quantidade de módulos e pelo preço unitário do Wp.

Alternativamente, pode-se introduzir através do contrato de compra e venda uma redução percentual do preço total pago correspondente a cada faixa de diminuição de potência. A título de exemplo apresenta-se a proposta do PRODEEM, exposta na tabela 4.3.

**Tabela 4.3:** Desconto progressivo no preço dos módulos em função da potência real.

<b>Redução na Potência dos módulos (%)</b>	<b>Fator Redutor a ser Aplicado ao Preço final dos Sistemas (%)</b>
0% a 5%	0%
5,1% a 7%	7%
7,1% a 9%	9%
9,1% a 10%	10%

Fonte: Pregão 002 e 003 PRODEEM, 2001

**Quadro 4.1:** Considerações sobre o tamanho da amostra para ensaio de módulos.

Existe a proposta para que a amostra seja de 4% do conjunto e não menor do que 15 unidades (CAAMAÑO *et alli*, 1999). No entanto, tomar 4% de um grande conjunto pode resultar em um número elevado de módulos a serem testados e inviabilizar economicamente o ensaio.

Outro exemplo de amostragem significativa – indicado abaixo – foi adotado pelo pregão 002 e 003 PRODEEM de 2001 para um nível de significância de 95%.

<b>Tamanho do Lote (N)</b>	<b>Tamanho da Amostra</b>	<b>Coefficiente <math>K_2</math></b>
$N \leq 200$	10	0,51861
$201 \leq N \leq 500$	20	0,36671
$N \geq 501$	30	0,29942

Fonte: Pregão 002 e 003 PRODEEM, 2001

$$\bar{x} \pm K_2 \cdot s \leq x_n$$

onde:  $\bar{x}$  é a média da característica medida da amostra,  $x_n$  é o valor nominal declarado pelo fabricante,  $s$  o desvio padrão da característica medida da amostra,  $K_2$  é a constante expressa acima e  $\alpha$  reflete a redução admitida pelo comprador em relação à característica declarada pelo fabricante (p. exemplo,  $\alpha = 0,95$  aceita o conjunto e  $\alpha = 0,90$  rejeita).

2. Para pequenas compras, onde um ensaio de módulos em laboratório especializado pode ser economicamente inviável, cabe um procedimento mais simples de verificação da adequação dos módulos às especificações técnicas do fornecedor. Sugere-se definir para este ensaio simplificado um valor de corrente aceitável, fornecida pelo módulo quando a tensão de trabalho fosse de 14V (próxima ao ponto de máxima potência) e a irradiância conhecida e superior a  $800\text{W}/\text{m}^2$ .
3. Para módulos de silício cristalino respeitar a quantidade de 36 células fotovoltaicas em série. Isto porque a tensão do módulo sofre interferência negativa do aumento de temperatura e diminui à taxa de  $2,3\text{mV}/^\circ\text{C}$  por célula. Em climas quentes, esta diminuição da tensão de trabalho do módulo resulta em perdas devido ao descasamento entre o ponto de trabalho dos módulos e a bateria, para módulos com menos de 36 células.

Para outras tecnologias de células, vale observar e controlar que a tensão no ponto de máxima potência garanta o carregamento da bateria para o nível previsto de temperatura de operação.

4. Como os módulos destinados a um programa de ERFD devem ser transportados em terreno difícil e muitas vezes sem transporte mecanizado possível, é obrigatório que o peso e o tamanho do módulo permita o transporte por um homem ou uma mulher.
5. O módulo solar fotovoltaico não deve nunca ser instalado em local que possa vir a estar sombreado em alguma época do ano. Parece óbvio, mas não é. O instalador muitas vezes não percebe a trajetória do Sol ao longo do dia ou do ano e instala o módulo em local inadequado. Esta situação foi vista no ECOWATT, na África do Sul e em Alagoas.

#### 4.3.2. Luminárias

A iluminação é o uso mais corrente dos SFDs. Sua falha significa falta grave na prestação do serviço e insatisfação garantida da parte do usuário. O esforço de correção de uma falha sistemática nas luminárias pode custar ao agente implementador a possibilidade de conduzir um programa sustentável. Diante de tal importância, cuidados redobrados devem ser tomados para evitar defeito sistemático das luminárias uma vez instaladas em campo, como constatado:

- No programa da CEMIG as luminárias se apresentaram como o maior pesadelo, apesar da boa qualidade das instalações e dos cuidados tomados pela concessionária. No ECOWATT e na COPEL as luminárias utilizadas, além de falharem a uma taxa acima do previsto, algumas possuem lâmpada e reator soldados em um conjunto único (COPEL), são caras e não são encontradas facilmente no mercado.



- Em Alagoas, o agente implementador faz o acompanhamento de campo e substitui luminárias defeituosas em alguns casos. Esta situação é, no entanto, transitória, uma vez que não há recursos disponíveis e dedicados para que o agente implementador continue a exercer a função de fornecedor de lâmpadas e reatores. Já se forma um incipiente mercado de substituição na região, o que reforça a necessidade de certificação, para não penalizar financeiramente o usuário com um equipamento de baixíssima qualidade e durabilidade.
- Não se identificou problema sistemático nas luminárias de 11W com lâmpada compacta de quatro pinos utilizadas no projeto Eskom-Shell da África do Sul. A concessionária de serviço fora-da-rede ("*off grid utility*") mantém um estoque de luminárias, o que garante a compra em escala e a obtenção da potência de lâmpada desejada (11W). Não há, no entanto, mercado de reposição de reatores e lâmpadas de 11W na região e, uma vez no escuro, o usuário é obrigado a aguardar a concessionária para o reparo.
- A título de exemplo pode-se também mencionar que no Quênia 33% das luminárias apresentaram problemas (VAN DER PLAS, 1999) e no PRONASOL, no Estado de Hidalgo do México “o número de luminárias operando em cada SFD era: quatro em 1% dos sistemas, três em 40%, duas em 22%, uma em 13% e nenhuma em 24%” (MUNGUÍA DEL RÍO, 1998 *apud* NAVARTE *et alli*, 2001).

A confiabilidade da luminária depende da habilidade do equipamento em suportar condições normais e anormais de operação. É comum encontrar especificações em relação a proteção contra ligação com polaridade invertida mas, outras situações de operação anormal, como operação sem lâmpada ou com lâmpada queimada, são raramente consideradas. As propostas para verificar a confiabilidade em operação normal, isto é, tempo de vida e número de partidas, conduzem à medição indireta destas características através de parâmetros elétricos como fator de crista da forma de onda de tensão aplicada à lâmpada e a simetria da forma de onda de corrente (NARVARTE *et alli*, 2001), pois considera-se que a vida útil da lâmpada fluorescente está relacionada com a qualidade do reator, do dispositivo de partida e dos filamentos que iniciam o processo de acendimento da lâmpada.

Luis Narvarte aponta, no entanto, que não há relação comprovada entre a satisfação dos parâmetros elétricos e a real durabilidade do conjunto reator – lâmpada (NAVARTE *et alli*, 2001). Ele propõe um teste de ciclagem das lâmpadas que, ao mesmo tempo, verifica a durabilidade em termos de número de ciclos de “liga e desliga” e é reproduzível em laboratórios, mesmo nos que não contam com equipamentos sofisticados.

O procedimento consiste em submeter o conjunto de lâmpadas em teste a uma série de ciclos de liga e desliga, fotografando a luminária a cada número fixo de ciclos. O arranjo para este experimento consiste de um temporizador que aciona um relé para a ciclagem e um contador de ciclos acoplado a uma câmara fotográfica para registro da evolução do teste. A duração do período “desliga” tem de ser suficiente para que a lâmpada esfrie. Antes de iniciar o teste de ciclagem, a luminária tem de ser submetida a 100 horas de operação contínua para atingir características estáveis (KUMAR, 1998).

Para o ensaio de ciclagem, foi considerado ótimo um período de 60s na posição liga e 150s na posição de desliga além de uma foto a cada 500 ciclos. Com estes valores, a duração total do teste não deve ultrapassar 4 dias.

Além do ensaio de ciclagem, a luminária deve obedecer quesitos de proteção de sua integridade em caso de operação anormal, ou seja, ausência de curto-circuito na saída do reator, proteção contra ligação com polaridade invertida e capacidade de operar sem lâmpada ou com lâmpada defeituosa. Por último, deve-se testar a luminosidade da luminária quando alimentada com no mínimo 90%<sup>89</sup> da potência CC nominal, cujo valor de fluxo luminoso medido em lumens por unidade de potência deve exceder 35 lm/W.

Apresenta-se na tabela 4.4, a título de exemplo, o resultado do ensaio, conduzido no Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, em um conjunto de lâmpada e reator encontrados no mercado brasileiro. As características dos equipamentos ensaiados eram: reator de tensão de entrada de  $12V_{CC}$  e potência de 15/20W e lâmpada de potência 20W (COUTO, 2000).

**Tabela 4.4:** Desempenho de um conjunto lâmpada e reator de tensão nominal de  $12V_{CC}$  e potência nominal de 20W testado no Depto. de Engenharia Mecânica da UFRGS.

<b>Tensão de entrada (<math>V_{CC}</math>)</b>	<b>Potência Nominal CC (%)</b>	<b><math>h_{luminoso}</math> lm/<math>W_{CC}</math></b>	<b><math>h_{reator}</math> Pca/Pcc (%)</b>
13,304	110 %	33,7	80,2 %
12,300	100 %	34,4	88,4 %
11,800	95 %	34,4	92,5 %
11,294	90 %	34,4	96,6 %

fonte: (COUTO, 2000)

<sup>89</sup> “Somente 22% das luminárias testadas entregam mais de 75% da potência nominal à lâmpada” (NARVARTE *et alli*, 2001).

Nota-se da tabela 4.4, que o conjunto de lâmpada e reator ensaiado apresentou uma eficiência luminosa de 34,4 lm/W<sub>CC</sub> quando alimentado com 90% da potência CC nominal. Este valor está bastante próximo do mínimo sugerido de 35lm/W<sub>CC</sub> e pode ser conseguido mediante uma pequena melhora na eficiência do reator.

Com relação ao número de ciclos de vida, do conjunto de 42 luminárias, compradas em sete países diferentes e testadas no trabalho de Luiz Navarte (NARVARTE *et alli*, 2001), 7% morreu antes de 2.000 ciclos, 26% antes de 5.000 ciclos e 45% sobreviveu entre 5.000 e 10.000 ciclos. Para fins de especificação de luminárias para ERFD, sugere-se adotar o valor de 5.000 a 10.000 ciclos de duração, critério que contempla tanto a fabricação local quanto marcas já estabelecidas no mercado.

A tabela 4.5 apresenta um resumo da proposta para os ensaios e as exigências necessárias à certificação de lâmpadas e reatores.

**Tabela 4.5:** Proposta para ensaios e requisitos para luminárias.

	<b>Descrição</b>	<b>Valor esperado</b>
<b>Teste de Ciclagem</b>	Ciclos de <i>liga/desliga</i> T <sub>ligado</sub> = 60s T <sub>desligado</sub> = 150s	5.000 a 10.000 ciclos
<b>Luminosidade</b>	Lumens por unidade de, no mínimo, 90% da potência CC nominal	Mínimo de 35 lm/W
<b>Proteções</b>	Curto circuito no reator	Ausente
	Polaridade invertida	Protegido
	Ausência de lâmpada	Não causa dano
	Lâmpada defeituosa	Não causa dano
<b>Interferência Eletromagnética</b>	Irradiada	Blindagem do reator
	Linha	Presença de filtros eficientes.
<b>Ruído audível</b>		Ausente

#### 4.3.3. Bateria

A bateria representa cerca de 13% do custo de investimento e cerca de 25%, quando o custo total de 24 anos de ciclo de vida de um SFD é considerado (vide capítulo 6). Paralelamente a

isto, ela é bastante suscetível a alterações em sua vida útil caso submetida a operação em condição de funcionamento fora da ideal, isto é, sobredescarga superior a 60% (EUROPEAN COMMISSION, 1998), longo período sem recarregamento completo, sobrecarga acima de 2,4V/célula e corte da carga sem permitir “gaseamento” para uniformização do eletrólito.

Sem a bateria, o SFD fica impossibilitado de armazenar a energia gerada pelo módulo e não fornece o serviço de energia elétrica. A reposição de baterias que morreram<sup>90</sup> antes do previsto é a causa de insucesso potencial de alguns programas visitados:

- no ECOWATT, as baterias morreram essencialmente devido a freqüentes sobrecargas,
- na COPEL, houve morte generalizada de baterias como resultado das condições de operação dos centros de carga de bateria e do *by-pass* do controlador de descarga,
- as baterias da Shell-Eskom não sobreviveram aos defeitos nos dispositivos de segurança e à conseqüente ausência de recarga (cerca de 1.500 baterias em 6.000 sistemas).

O meio mais eficiente de garantir a vida útil da bateria é uma boa relação entre o consumo diário, o tamanho do gerador e o da bateria. Isto é possível a partir do dimensionamento do SFD com base em uma estimativa realista do consumo, da possibilidade de o usuário realizar este consumo com os usos finais existentes em seu domicílio e controlá-lo através de um medidor de Ah. Para um dado consumo diário, um gerador grande com uma capacidade de acumulação pequena resulta em sobrecarga da bateria, e, ao contrário, um gerador pequeno com acumulação grande, em recargas incompletas. Ambas as situações ocasionam danos irreversíveis à bateria.

Mesmo no caso de o SFD estar equilibrado em termos de consumo, geração e acumulação, podem ainda ocorrer situações de uso que tendam a provocar sobredescarga ou sobrecarga. Para evitar danos nestas situações, utiliza-se o controlador de carga e descarga para impor os limites de funcionamento da bateria.

Em sobrecarga, a corrente injetada na bateria passa a dissociar a molécula de água do eletrólito em hidrogênio no polo negativo e oxigênio no polo positivo e isto significa maior corrosão, perda de água e aumento da concentração de ácido no eletrólito. Cabe ressaltar que em situação de sobrecarga prolongada, as baterias “livres de manutenção” também perdem água e a sua reposição não é, no entanto, possível.

---

<sup>90</sup> Uma bateria é considerada morta quando sua capacidade residual é de 80% da capacidade nominal (ANSI/IEEE, 1987).

O principal fenômeno prejudicial à bateria no caso de sobrecarga é a perda de material ativo e o potencial curto-circuito das placas positivas e negativas, pelo material acumulado no fundo do casco da bateria ou ainda através do separador.

Tanto o processo de carga quanto o de descarga provoca estratificação do eletrólito de tal sorte que na zona inferior do casco a concentração de ácido é maior do que na parte superior. Este fenômeno pode ocasionar corrosão da parte inferior das placas, além de diminuição da capacidade da bateria e deve ser evitado por uma agitação do eletrólito, possível através de uma ligeira sobrecarga na bateria de forma a provocar uma pequena liberação de gases ("gaseamento").

Além do dimensionamento adequado e do uso de controladores dos limites de carga e descarga, a garantia do serviço prestado pela bateria exige ensaios de verificação das características nominais apontadas pelo fabricantes.

Ao se dimensionar um SFD, especifica-se a capacidade do banco de baterias para um determinado regime de carga e descarga, em geral  $C_{20}$ . Caso as baterias fornecidas estejam fora do valor de capacidade especificado, pode haver comprometimento das futuras instalações e da viabilidade do programa de ERFD.

O armazenamento prolongado das baterias também diminui sua capacidade nominal, portanto, em um programa de ERFD, o tempo decorrido entre o fornecimento da bateria e a colocação em funcionamento não deve exceder 6 meses sem recarga das baterias (NBR 6580,1989: 7).

Sugere-se que o agente implementador exija ensaio de verificação de capacidade em amostra representativa do lote de baterias fornecido (vale os comentários do Quadro 4.1) de acordo com procedimento colocado abaixo (DIAZ e LORENZO, 2001):

1. Carregar a bateria até que a tensão no terminais atinja 2,4V/célula.
2. Manter a bateria em tensão constante de 2,4V/célula durante 24h
3. Descarregar a bateria com corrente constante equivalente ao regime de carga (ou descarga) para o qual a capacidade da bateria foi especificada. Por exemplo, uma bateria de 100Ah especificada em  $C_{20}$ , deve ser descarregada com  $I_{20} = 5A$ .
4. A capacidade total da bateria será então:

$$C_x = \int_0^T I_x \cdot dt, \text{ onde } T \text{ é o tempo total e } X \text{ é o regime de carga (ou descarga) do ensaio.}$$

Coloca-se ainda que a capacidade da bateria deve ser aquela obtida em um só ensaio de carga, equalização e descarga. Esta observação justifica-se a partir de considerações econômicas em relação ao custo do ensaio e ao tempo despendido e evita que os fabricantes forneçam baterias com placas mal formadas.

De acordo com o resultado do ensaio, pode-se aplicar, por exemplo, uma tabela de redução do preço final pago ao fornecedor, tal como sugerido no pregão 002 e 003 do PRODEEM 2001.

**Tabela 4.6:** Desconto progressivo no preço das baterias em função da capacidade.

<b>Redução na Potência das baterias (%)</b>	<b>Fator Redutor a ser Aplicado ao Preço final dos sistemas (%)</b>
0% a 5%	0%
5,1% a 7%	7%
7,1% a 9%	9%
9,1% a 10%	10%

Fonte: Pregão 002 e 003 PRODEEM, 2001

Ainda, devido ao problema de perda de capacidade advinda do armazenamento, deve-se verificar que as baterias estejam carregadas antes de serem enviadas a campo para instalação.

O ensaio de envelhecimento, isto é, a verificação do número de ciclos de carga e descarga antes da morte da bateria, é extremamente custoso em tempo, especialmente se realizado com os baixos níveis de corrente da operação em SFD (tipicamente as baterias de SFD estão submetidas a regime de carga e descarga equivalentes a  $C_{40}$ ).

Ao lado dos ensaios para garantia da qualidade, um requisito fundamental da bateria a ser utilizada em um programa de ERFD é a disponibilidade e a simplicidade. Apesar de as baterias solares “puras” apresentarem potencialmente vida útil muito superior que a das baterias automotivas ou mesmo das baterias automotivas modificadas, elas são extremamente caras e não encontradas no mercado nacional, muito menos nos mercados regionais e locais.

Além disso, em matéria de robustez, essas baterias solares estão tão sujeitas a redução de vida útil causada por operação em condições anormais quanto as baterias de origem automotiva, caso onde a vantagem obtida na sua utilização é praticamente anulada.

Sugere-se, então, o uso de baterias chumbo-ácido automotivas modificadas, isto é, baterias automotivas que sofreram algumas alterações para melhor se adaptar ao regime de carga e

descarga típico de um SFD: menor concentração do eletrólito, maior volume de eletrólito, placas mais grossas e, preferencialmente, evitar grades do eletrodo de liga Pb-Ca.

#### 4.3.4. Controlador de carga e descarga

A função do controlador é proteger a bateria contra sobrecarga e sobredescarga, conforme mencionado no item anterior. Para tanto ele impõe limites para a tensão de trabalho à bateria, cortando a carga no limite inferior e o gerador no limite superior.

A proteção de sobredescarga regula dois pontos de ajuste (limites) da tensão nos terminais da bateria: a desconexão da carga e a reconexão da carga. O primeiro significa que a bateria atingiu a profundidade máxima de descarga permitida pelo projeto do SFD e o segundo, que a bateria recebeu alguma recarga e pode ser novamente liberada para uso.

O valor do limite de desconexão da carga, isto é, interrupção do serviço, é determinado através de ensaio na bateria, que identifica o valor de tensão nos terminais da bateria correspondente à máxima profundidade de descarga de projeto.

Para uma profundidade máxima de 60%, compulsória segundo o *Universal Technical Standard for Solar Home Systems*, este limite para uma bateria automotiva nova de seis células é cerca de 11,8V (tabela 4.7). Com o uso, (processo de ciclagem) a bateria perde capacidade e o limite de 11,8V passa a impor um consumo menor do que o de projeto. Isto significa que o usuário, com o passar do tempo, sofreria uma redução no serviço.

**Tabela 4.7:** Tensão nos terminais de uma bateria automotiva “livre de manutenção” obtida através de ensaio em função da profundidade de descarga.

<b>Profundidade de descarga</b>	<b>Tensão nos terminais da bateria</b>
10 %	12,40 V
20 %	12,30 V
40 %	12,30 V
60 %	11,80 V
80 %	11,50 V

fonte: (LSF/IEE/USP, 1997)

Para evitar esta situação e compreendendo que a vida média da bateria será de 3 anos, ao final dos quais sua capacidade será de 80% da capacidade nominal (bateria tecnicamente "morta"), sugere-se utilizar o limite inferior como 1,90V a 1,92V/célula.

Exemplo:

$$C_{\text{inicial}} = 100\text{Ah} \text{ então } PD_{\text{max}} = 60\% = 60\text{Ah}$$

$$C_{3\text{anos}} = 80\text{Ah} \text{ então } 60\text{Ah} = 75\% \text{ de } C_{3\text{anos}} \text{ então sugere-se corte em } 11,4 \text{ a } 11,5 \text{ V}$$

Para a proteção contra a sobrecarga existem duas estratégias de controle disponíveis nos controladores do mercado: a de ciclo de liga e desliga com histerese e a PWM (Modulação por largura de Pulso ou *Pulse Width Modulation*).

Na estratégia de ciclos de liga e desliga com histerese, a corrente de carga é interrompida quando a tensão limite é atingida. Com a interrupção da corrente de carga, a tensão da bateria diminui. Ao atingir o valor de tensão ajustado para reconexão, o gerador passa novamente a fornecer corrente, até que a tensão de desconexão seja alcançada. Numa situação onde a bateria atinge estado pleno de carga e não há consumo (ou o consumo é muito baixo), a cada ciclo de histerese há um incremento de capacidade injetada o que provoca situação de sobrecarga.

Já a PWM reduz gradualmente a corrente de carga, mantendo a tensão constante. Para baterias de chumbo-ácido automotivas, o controlador de sobrecarga deve ser ajustado para atuar quando a tensão atingir de 2,3V a 2,35V por célula a 25°C (DIAZ e LORENZO, 2001).

Ainda em relação à sobrecarga, tem-se que um aumento de temperatura diminui o valor de tensão nos terminais da bateria no qual ocorre este fenômeno. Idealmente, esta diminuição deve ser compensada pelo controlador à razão de  $-4$  a  $-5\text{mV}/^\circ\text{C}$  por célula (LORENZO, 1994). No entanto, para sistemas fotovoltaicos pequenos, o ganho em cuidado com a bateria não justifica o aumento de custo advindo da inclusão da função "compensação de temperatura" no controlador.

Em um programa de ERFD no Brasil, recomenda-se a utilização de controladores com estratégia PWM de controle da sobrecarga e a não obrigatoriedade da função de compensação de temperatura.

O controlador deve estar protegido contra: ligações com polaridade invertida, sobrecorrentes e correntes de curto, tanto no circuito do gerador quanto no da carga, tensão induzida no circuito da carga e do gerador (p. ex. com varistores) e corrente reversa para o gerador (DIAZ e LORENZO, 2001). Os bornes do controlador têm de ser de fácil acesso, de tamanho compatível com a fiação do SFD e dispostos de maneira a coibir erros de conexão.



Além das proteções, a perda elétrica não deve exceder 1% da energia diária consumida e a queda interna de tensão no circuito de controle do gerador e da carga não deve exceder 500mV (para sistemas de 12V), uma vez que influencia no ponto de trabalho dos módulos fotovoltaicos e na tensão do circuito onde estão as cargas (DIAZ e LORENZO, 2001).

#### 4.3.5. Conversor CC/CA

O conversor CC/CA foi inserido na configuração “flexibilizada” de SFD para viabilizar o consumo de cargas em corrente alternada, guardados os limites de fornecimento de energia e potência de cada um dos níveis de serviço propostos.

Além disso, o uso de um conversor CC/CA possibilita a instalação de um circuito de tomadas em corrente alternada, a substituição das tomadas tripolares necessárias ao circuito em corrente contínua por tomadas padrão CA e torna desnecessário o conversor CC/CC.

De fato, as tomadas tripolares do circuito em CC e o conversor CC/CC estão na origem de alguns remendos improvisados encontrados em campo, pois elas exigem a troca do conector dos equipamentos de uso final. A prática mostra que o usuário acaba seccionando o fio do equipamento e ligando a ponta nua diretamente na tomada, ou, quando conectores tripolares são fornecidos, a ligação destes com o equipamento também gera seções expostas ou mal isoladas, fonte potencial de curto-circuito.

No entanto, a introdução do conversor CC/CA exige verificação rigorosa da compatibilidade das características do equipamento com aquelas especificadas no projeto e no processo de compra. O mercado de pequenos conversores CC/CA, menores que 300W, está voltado para o fornecimento de peças dedicadas principalmente a campistas e caminhoneiros. As exigências de qualidade e proteções nestes casos diferem daquelas necessárias à aplicação em SFDs, pois, na ocorrência de falha, o usuário “campista” tem maior possibilidade de recorrer à garantia e/ou ao reparo do equipamento.

Existem três tipos de conversores CC/CA para aplicações isoladas da rede elétrica, de acordo com a forma da tensão de saída: quadrada, senoidal modificada (ou retangular) e senoidal pura. As cargas que podem ser alimentadas pelo conversor CC/CA podem ser resistivas, indutivas, não lineares (ex. fontes chaveadas) ou uma combinação dos três tipos.

Apesar de mais simples e baratos, o conteúdo de harmônicos na tensão de saída de conversores CC/CA de onda quadrada (cerca de 48%) prejudica a operação de cargas não resistivas, isto é, indutivas ou não lineares. Nos conversores senoidais puros não há restrição

quanto ao tipo de carga, mas o preço destes equipamentos para potências menores que 300W é ainda impraticável no contexto de um programa de ERFD.

A solução de compromisso são os conversores CC/CA de onda senoidal modificada. Neles o conteúdo harmônico da tensão de saída em vazio se situa entre 28% e 40%, o que não prejudica sobremaneira o acionamento de cargas indutivas e não lineares, embora sem a mesma eficiência de um conversor senoidal puro.

Os parâmetros a serem controlados em um ensaio de aceitação podem ser resumidos nas seguintes etapas:

- Condicionamento de Potência: eficiência, regulação de tensão e distorção harmônica.
- Proteções: polaridade reversa, curto-circuito, sobrecarga, corrente de surto, etc.
- Compatibilidade com as cargas previstas.
- Segurança.

Importante notar que, para cargas indutivas e não lineares, há uma diminuição da eficiência e da capacidade de regulação de tensão dos conversores CC/CA. Portanto, é necessário o ensaio de comprovação da capacidade de o conversor CC/CA acionar cargas com estas características.

Os parâmetros desejados de um conversor CC/CA, para operar em SFDs sem comprometer a qualidade do serviço fornecido, estão apresentados na tabela 4.8, elaborada a partir de procedimentos de testes de conversores CC/CA propostos pela SANDIA nos EUA (BONN, 1998), pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri (IES, 2000), catálogo de fabricantes de pequenos conversores e algumas características necessárias à configuração “flexibilizada” proposta no item 4.2.

Cabe ressaltar que, na elaboração da tabela 4.8, os ensaios de compatibilidade com as cargas em regime transitório e regime contínuo visam simular situações corriqueiras de uso do conversor e foram preferidos aos ensaios tradicionais de determinação da corrente de surto por tempo e aos ensaios de aquecimento, pois não deixam dúvida quanto à capacidade do conversor CC/CA fornecer o serviço preconizado, nos níveis de serviço e nas configurações sugeridas.

**Tabela 4.8:** Sugestão de parâmetros de um conversor CC/CA adaptado à ERFD.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Observações</b>	<b>Valor</b>
<i>Condicionamento de Potência</i>	Potência Nominal ( $P_N$ )		100W, 150W e 300W
	Tensão de entrada	Para sistemas 12V	de $10,8V_{CC}$ a $15,0V_{CC}$
	Forma de onda da tensão de saída		Senoidal modificada
	Tensão de saída		$115-120V_{CA}$ ou $220 V_{CA}$
	Regulação de tensão	10% a 100% de $P_N$ resistiva	$\pm 5\%$
	Regulação de frequência	Frequência de saída 60Hz	
	Consumo em vazio		$\leq$ a 1% de $P_N$
	Eficiência	Ensaio com carga resistiva na faixa de 10% a 100% da $P_N$	$\geq 85\%$
	Distorção Harmônica Total (THD)	Ensaio realizado a $P_N$	$\leq 30\%$
<i>Proteções</i>	Polaridade invertida na entrada		Presente
	Curto-circuito	Restabelecimento automático após ocorrência (fusível eletrônico)	Presente
	Sobrecarga	Restabelecimento automático após ocorrência (fusível eletrônico)	Presente
	Segurança	Proteção IP 56 Bornes fixação CC e CA Saída CA única Robusto ao transporte	Compatíveis com o projeto
<i>Compatibilidade com as Cargas</i>	Ruído na linha CC		Não causa interferências
	Carga não linear em regime contínuo	Ensaio com 100% da $P_N$ e duração de 20 min	Proteção não desarma Não há danos
	Partida de motor	Partida de Motor de 50% da $P_N$ do conversor*	Proteção não desarma Não há danos
	Regime contínuo com cargas complexas**	Motor de 50% da $P_N$ e 20% outras cargas por 20min	Proteção não desarma Não há danos

\* Para corrente de partida do motor equivalente a 4 vezes sua corrente nominal. Para outras situações de corrente de partida, rever a potência do motor a ser exigido no ensaio.

\*\* carga complexa: combinação de cargas resistivas, indutivas e/ou não-lineares.

#### 4.3.6. Instalação elétrica

Nos trabalhos de campo relatados no capítulo 2, foi detectada uma tendência à má qualidade das instalações. Em maior ou menor grau, todos os programas visitados apresentaram problemas nas instalações, sendo parte deles decorrentes da localização inadequada e do tipo

tripolar das tomadas e a outra parte ligada à falta de normas específicas e treinamento dos instaladores.

Para garantir a qualidade das instalações dos SFDs do Vale do Jequitinhonha, a CEMIG treinou os instaladores da empreiteira terceirizada a praticar o padrão de qualidade definido pela concessionária. Não se admira que a qualidade das instalações no âmbito do programa da CEMIG seja bastante satisfatória, embora questões ligadas à localização das tomadas e ao uso do conversor CC/CC tenha levado os usuários a fazer adaptações caseiras em suas instalações.

O ECOWATT apresenta um grande número de irregularidades nas instalações, tais como módulos na sombra, uso de fiação inapropriada aos circuitos CC<sup>91</sup>, fiação solta, ausência de conectores, mal contato e descaso geral com a aparência. Em Alagoas encontrou-se baterias localizadas nos dormitórios, grande distância entre módulo e controlador, fiação solta, ausência de terminais e, em alguns casos, fiação inapropriada a circuitos CC.

As instalações no âmbito do Shell-Eskom, na África do Sul, não diferem em qualidade dos casos do ECOWATT e de Alagoas. A fiação interna da casa está, em geral, solta e seu traçado não percorre paredes e madeirame do telhado, ficando muitas vezes abaixo da altura de uma pessoa. Os fios são longos e vêm acoplados à unidade de controle, como pode ser visto na figura 2.13.

Enfim, há necessidade de se criar um padrão de qualidade para as instalações elétricas de SFDs, a exemplo do que ocorre nas instalações em corrente alternada, regidas pela norma ABNT NBR 5410 (Norma Brasileira de Instalações Prediais).

Apresenta-se a seguir algumas sugestões para melhorar a qualidade das instalações em programas de ERFD:

#### GERADOR FOTOVOLTAICO:

- Localizar o módulo de forma que tenha exposição plena ao Sol das 9:00 às 16:00 ao longo de todo o ano.
- Estrutura de fixação e parafusos de material resistente ao tempo.
- Montagem sobre poste.

---

<sup>91</sup> Ao invés de utilizar fiação preta para o negativo e vermelha para o positivo, o instalador lançou mão de cabo 2x1branco sem distinção de cor para o negativo e positivo do circuito CC (LSF/IEE/USP, 1998).

- Altura mínima da parte baixa do módulo de 1,70m de forma a evitar acidentes e permitir a limpeza.

#### BATERIAS:

- As baterias devem estar preferencialmente localizadas fora da casa, em uma “casinha de bateria” construída pelo próprio usuário com material não metálico.
- A “casinha” deve proteger a bateria contra chuva, Sol, animais, inundação e permitir a ventilação e o acesso para manutenção. A localização da “casinha” deve respeitar o critério de menor distância ao controlador de carga.

#### PADRÃO DE ENTRADA:

- Localizado na parte interna da casa, de preferência na sala, procurando a menor distância possível ao gerador fotovoltaico.
- O controlador de carga, medidor de Ah, o conversor CC/CA (quando existente) e as proteções devem estar fixados no interior da caixa de entrada e interconectados por fios de bitola compatível com a corrente e com terminais para evitar mal contatos.
- A caixa de entrada deve permitir conferir o medidor de Ah e os indicadores do controlador, sem necessidade de abertura.
- A proteção é feita por fusíveis dispostos segundo as figuras 4.1 e figura 4.2. Importante que haja peças de reposição destes fusíveis no mercado de proximidade.

#### LUMINÁRIAS:

- As luminárias são em geral fixadas na madeira do teto; portanto, furação e parafusos adequados devem ser utilizados. Em Minas é comum achar vigas de Arueira nos telhados, madeira extremamente dura que não permite aparafusar manualmente.
- Localização das luminárias de acordo com a necessidade do usuário.
- Luminárias instaladas perto de fogão a lenha ficarão enegrecidas em pouco tempo (Figura 2.20). Para estes casos, sugere-se o uso de luminárias que permitam limpeza da lâmpada, ou seja, luminárias onde a retirada da lâmpada seja fácil ou o uso de algum tipo de proteção transparente, removível e trocável.

O padrão de luminárias da CEMIG, apesar de apresentar bom desempenho luminoso quando novas, não facilita a limpeza, pois a retirada da lâmpada é complicada e, além disso, perdem o poder de reflexão com o uso.

- Previsão de lâmpada de  $2W_{CC}$  para iluminação noturna.
- Previsão opcional de lâmpada fluorescente para iluminação externa da casa ( $\sim 5W_{CC}$ ).

#### TOMADAS:

- Tomadas tripolares (ou outro tipo que evite ligação com polaridade invertida) para o circuito em corrente contínua.
- Tomadas CA para o circuito em corrente alternada (quando existente).
- Fornecimento de conectores compatíveis com as tomadas.
- Localização das tomadas no domicílio, de forma a possibilitar o uso da energia elétrica em mais de um ambiente.

#### FIAÇÃO:

- A seção do condutor e a distância entre o gerador e o controlador deve ser tal que a queda de tensão não exceda 1% da tensão nominal. O traçado do condutor de interligação do gerador com o controlador não deve obstruir a passagem.
- A seção do condutor e a distância entre a bateria e o controlador deve ser tal que não permita queda de tensão superior a 1% da tensão nominal CC.
- A fiação interna do circuito de lâmpadas e da(s) tomada(s) CC deve ser bicolor (ex. preto e vermelho) e de bitola mínima de  $2,5\text{mm}^2$ .
- A fiação interna do circuito de tomadas CA deve ser tal que não permita queda de tensão superior a 3% da tensão nominal do inversor.
- A fiação interna da casa deve estar fixada nas paredes e madeira do telhado com traçado padrão de instalações CA de boa qualidade. Como os materiais de construção das casas variam de um local ao outro no Brasil, cabe ao agente implementador decidir qual a melhor forma de fixação.

## INSTALADORES E AGENTES INTERMEDIÁRIOS:

- O instalador é em geral uma pessoa “urbana”. Em alguns casos, a aspereza das condições rurais o leva a executar o trabalho rapidamente, em detrimento da qualidade e da comunicação com o usuário.
- O instalador não entende a linguagem dos usuários rurais e vice-versa. Como executor de uma benfeitoria tecnológica, ele se coloca em uma posição de afastamento e superioridade em relação ao usuário e não é capaz de fornecer as informações necessárias.
- Portanto, a escolha e a capacitação do instalador são primordiais. Após receber a capacitação, o instalador tem de estar apto a executar a instalação no padrão regional exigido e comunicar-se com o usuário.
- As informações passadas ao usuário no momento da instalação são fundamentais à continuidade do programa. Não há manual que substitua a comunicação oral. É primordial que o usuário compreenda que o SFD não é “intocável” e sim que ele está ali para prestar um serviço. O “endeusamento” da tecnologia faz com que o usuário não se sinta à vontade e não incorpore em seu dia a dia o serviço de energia elétrica e as responsabilidades decorrentes.
- Em um sistema descentralizado, onde a geração está próxima do consumo, o usuário é o único agente possível para o gerenciamento da oferta e da demanda de energia elétrica. Caso ele não compreenda os limites do SFD, seu funcionamento e os requisitos e responsabilidade de manutenção, não há programa possível. O agente intermediário<sup>92</sup> entre o implementador e o usuário e, posteriormente, o instalador são os dois responsáveis pela transmissão destas informações aos usuários de forma satisfatória.

---

<sup>92</sup> Pessoa que, sob delegação do agente implementador, promove o contato prévio dos potenciais usuários com a tecnologia, coleta o nome dos interessados e, em geral, realiza a comercialização dos SFDs.

## **ASPECTOS DA GESTÃO E OPERAÇÃO DE UM PROGRAMA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL FOTOVOLTAICA DOMICILIAR**

### **5.1. Introdução**

Ao lado dos requisitos técnicos apresentados no capítulo anterior, a gestão e operação de um programa de ERFD exige também procedimentos adaptados às condições do país e da região de implementação.

Identifica-se o marco regulatório do setor elétrico e o grau de penetração rural da rede como os primeiros cenários a serem considerados no processo de “gestação” e implementação de um programa de ERFD.

No Brasil, há a concessão ou permissão do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional, sem exceção de áreas rurais e urbanas (Artigo nº 155 da “Constituição Federal do Brasil” regulamentado pela Lei nº 8957 de fevereiro de 1996), ao contrário de países como Argentina, Peru e Bolívia, onde nas áreas rurais não há necessariamente uma empresa concessionária alocada.

Através da ANEEL, a estrutura e o nível tarifários praticados pelas concessionárias e permissionárias estão sujeitos à regulação. Em particular, a estrutura tarifária define classes de consumidores e estabelece descontos por nível de consumo para aqueles domicílios classificados como baixa renda ou como consumidores rurais (Resolução ANEEL nº 456 de 29/11/2000). Um programa de larga escala de ERFD para ser implantado no Brasil deve estar, a princípio, de acordo com o marco regulatório ou pedir autorização para atuar em regime de exceção.

A penetração da rede nas áreas rurais influencia o modo de consumo da energia elétrica de um domicílio a ser eletrificado e a sua percepção quanto ao valor justo a pagar pelo serviço. Portanto, um programa de ERFD que pressuponha um nível de desembolso muito superior ao praticado pela rede próxima, para níveis equivalentes de serviço, sofrerá resistência da parte dos usuários e questionamento em caso de consulta à ANEEL. Além disso, a rede próxima e/ou um maior contato urbano criam demanda de usos finais e modos de consumo inexistentes em regiões e países onde a população rural está realmente “isolada”.



Por exemplo, as regiões rurais pesquisadas na África do Sul (Províncias de *Eastern Cape* e o norte de *KwaZulu-Natal*) são bastante povoadas e, em geral, com alto grau de contato urbano. Além disso, segundo relato de pessoas entrevistadas, a história do país levou a que praticamente toda família rural seja negra e tenha um membro habitando uma *township* de uma grande cidade branca. A *township* de Johannesburg, SOWETO<sup>93</sup>, é a mais conhecida pois foi o berço da resistência ao regime de *Apartheid*. O conceito de comunidades “isoladas”, encontrado fartamente na literatura, perde força neste cenário.

A realidade que um programa de ERFD tem de enfrentar num caso destes é composta pelos parâmetros tradicionalmente encontrados na literatura:

- famílias muito pobres,
- clima e/ou geografia da região que impõe desafios,
- domicílios relativamente espaçados uns dos outros,
- estradas esburacadas e de acesso complicado na época de chuva,
- áreas de preservação ambiental.

Acrescidos de parâmetros não tradicionais, relacionados principalmente à penetração da rede, ao grau de contato urbano da população e ao marco regulatório do setor elétrico<sup>94</sup>:

- modo de consumo de energia elétrica influenciado pelo contato urbano,
- viagem periódica de membros da família ou conhecidos ao mercado da cidade próxima,
- capacidade de aquisição a longo prazo de TVs, rádios, “som” e pequenos equipamentos elétricos no mercado - muitas vezes de segunda mão - da cidade próxima,
- eventual ajuda material de familiares emigrados,
- comparação com a qualidade e quantidade do serviço fornecido pela rede rural ou gerador Diesel<sup>95</sup>,
- sinal tarifário da rede elétrica.

A análise da situação nos programas brasileiros de ERFD descritos no primeiro capítulo resulta nos mesmos parâmetros descritivos para a realidade a que estarão sujeitos os SFDs, o mecanismo de gestão e operação e as pessoas envolvidas na empreitada.

---

<sup>93</sup> *SOuth WEstern TOwnships*.

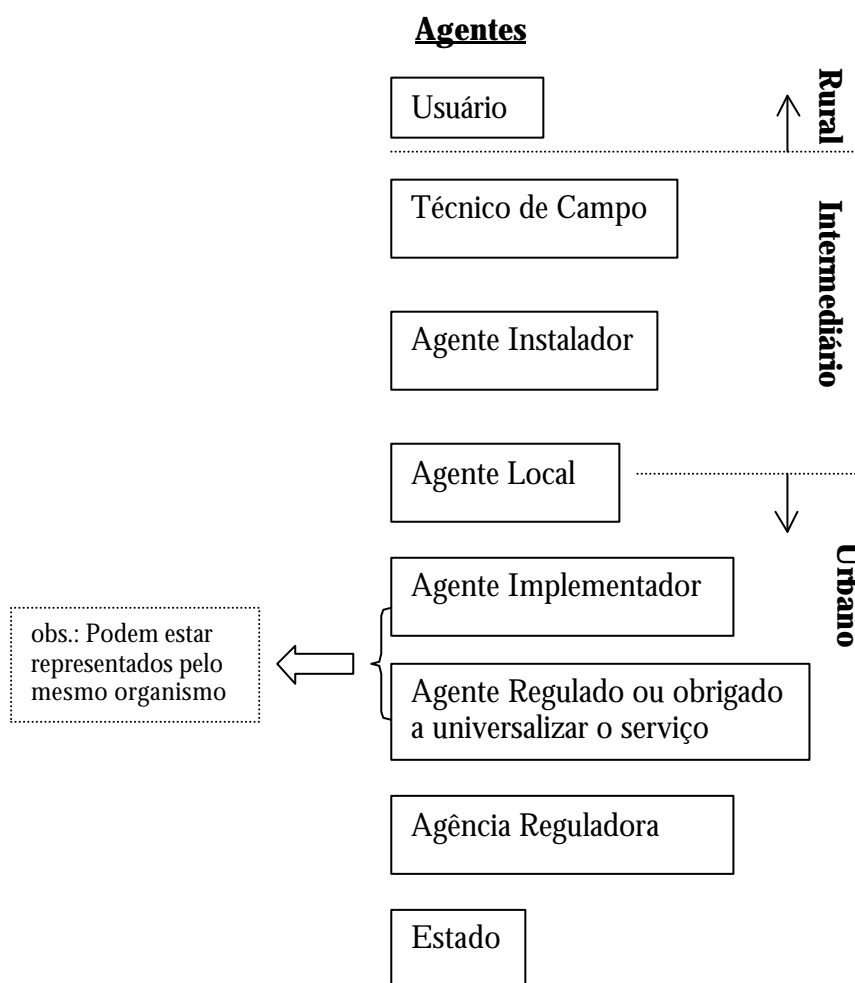
<sup>94</sup> Indica à população rural o detentor da *benchmark* “eletricidade” em sua região e sinaliza o valor a ser pago.

<sup>95</sup> Esta comparação não é necessariamente desfavorável ao SFD. Nos lugares onde a confiabilidade da rede é baixa e há grande flutuação dos níveis de frequência e tensão, os usuários de SFDs afirmam não quererem abrir mão de seus sistemas. Isto foi verificado em domicílios localizados a menos de 200m da rede em *Eastern Cape* na África do Sul e em Alagoas. Há um relato anedótico em uma comunidade no Vale do Ribeira que conta que a rede elétrica da comunidade vizinha falhou na hora do último capítulo da novela e os usuários dos SFDs foram os únicos a saberem “quem ficou com quem no final”.

O valor a ser pago pela eletricidade dentro de um programa de ERFD será objeto do capítulo 6. São analisadas neste capítulo as implicações dos arranjos institucionais para a viabilidade e longevidade dos programas de ERFD inseridos em seus respectivos cenários regulatórios. Também é proposto um mecanismo para a operação da ERFD, que visa definir responsabilidades de manutenção, incluir os mercados de proximidade e desonerar o agente implementador no que tange aos procedimentos de manutenção e reposição de material.

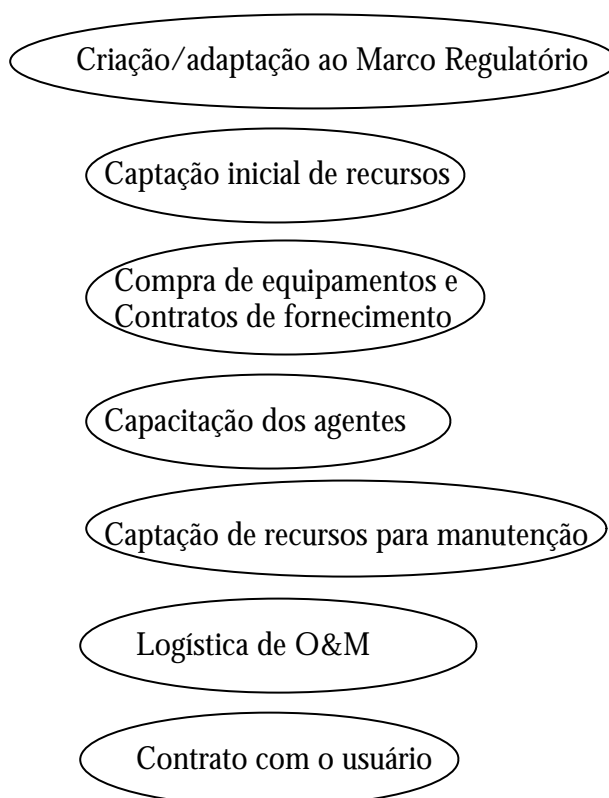
## 5.2. Requisitos do Arranjo Institucional

O arranjo institucional de um programa de ERFD pressupõe a definição dos agentes participantes e das responsabilidades de cada um no processo de implantação e, posteriormente, na gestão e operação. As figuras 5.1 e 5.2 procuram explicitar os agentes e as ações que foram identificados nos programas de ERFD analisados.



**Figura 5.1:** Agentes identificados nos programas de ERFD analisados.

### **Ações**



**Figura 5.2:** Ações identificadas nos programas de ERFD analisados.

A cada arranjo institucional adotado corresponde um conjunto de agentes e ações e uma determinada forma de ligação entre eles. A partir das informações colocadas no segundo capítulo, procurou-se conformar uma série de requisitos a serem guardados na definição dos agentes, de suas características e de suas respectivas ações dentro de um arranjo institucional montado para programas de ERFD.

O arranjo institucional tipo ESCO, com parceria pública e privada, adotado na África do Sul previu a organização do marco regulatório de forma a criar a figura da empresa prestadora de serviço de energia elétrica descentralizada domiciliar rural, licitar suas áreas de atuação e atribuir a responsabilidade de regulação do serviço à agência reguladora *NER (National Electricity Regulator)* e a seu representante legal, neste caso, a Eskom.

Houve também necessidade de regulamentar a permissão para atuação das empresas de serviço de energia elétrica fora-da-rede (*off-grid utilities*) nas áreas de concessão da Eskom ou

das municipalidades, conforme a região. Esta regulamentação é efetuada localmente, com a negociação entre a Eskom, as municipalidades e as empresas.

Como, reconhecidamente, o funcionamento destas empresas de serviço fora-da-rede precisa contar com subsídios ao investimento inicial, a transferência de recursos pressupõe a organização de um fundo nacional, alimentado por recursos financeiros do próprio setor elétrico e/ou de alocação direta de parcela do orçamento da União.

Em junho de 2001, após dois anos da licitação das áreas de atuação, nenhuma das empresas de serviço fora-da-rede havia iniciado as atividades de campo<sup>96</sup>, tendo gasto tempo no desenvolvimento técnico de dispositivos de pré-pagamento próprios, nas negociações locais concernentes à área de atuação, na discussão sobre a forma e a responsabilidade de regulação de suas atividades e, principalmente, na negociação de alocação de fundos. As empresas de serviço fora-da-rede são em geral formadas por consórcios de pequenas empresas Sul-africanas com empresas de energia estrangeiras – por exemplo a Shell, a Nuon<sup>97</sup> e a EDF – (figura 2.2), que injetaram recursos a fundo perdido nestes dois anos.

O Estado Sul-africano oferece subsídio ao investimento inicial (~R3.000 por SFD) e não aos custos de operação e, de acordo com os planos de negócio apresentados ao NER, a tarifa resultante não atrairá o mercado preconizado de 50.000 domicílios por área de permissão.

Duas questões institucionais sobressaem da análise do caso Sul-africano:

1. O tempo e o esforço gasto com:

- a definição de um marco regulatório específico para a ERFD envolvendo diversos agentes privados e o setor público federal, regional e municipal,
- a criação de um mecanismo especial de concessão de subsídios e viabilização do investimento inicial,
- as negociações e resolução de conflitos de interesse entre os diversos agentes urbanos do programa,

---

<sup>96</sup> A Shell-Eskom iniciou atividades antes da licitação e da organização do marco regulatório, pois acreditava que poderia funcionar sem necessidade de subsídio do Estado. Conforme apresentado no capítulo 2, hoje eles estão em negociação para também habilitar-se aos subsídios.

<sup>97</sup> Nuon é uma concessionária de energia elétrica dos Países Baixos.

gerou um custo de transação<sup>98</sup> incompatível com a margem econômica esperada para o empreendimento das empresas de prestação de serviço de energia elétrica fora da rede.

2. A experiência da Shell-Eskom, que tem 6.000 SFDs instalados, aponta custo operacional bastante superior ao estimado pelos participantes do programa nacional de ERFD e levou as empresas prestadoras de serviço fora-da-rede a requisitar, junto aos agentes públicos, a concessão de subsídio à operação. A própria Shell-Eskom está pleiteando a concessão de subsídio, tanto para o custo inicial de novos sistemas quanto para financiar sua operação.

Estas duas questões são extremamente importantes para a ERFD em larga escala no Brasil, uma vez que foi aprovada pela Câmara do Deputados em 10/04/2002 e pelo Senado em 17/04/2002 a Medida Provisória de número 14 (MP 14), transformada na Lei nº 10.438 em 26/04/2002, que, dentre outras providências, estabelece, em seu artigo 15, a outorga de permissões de serviço público de energia elétrica em áreas já concedidas, com vistas à universalização do atendimento e inclui, dentre outras, a opção fotovoltaica.

A atuação e a viabilidade destas permissionárias na universalização do atendimento pode sofrer os mesmos revezes que as *off-grid utilities* na África do Sul. No Anexo A estão apresentados os artigos da Lei nº 10.438, referentes à universalização do atendimento, à captação de recursos através da instituída Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e à atuação da ANEEL no estabelecimento de metas.

O caso da CEMIG oferece um contraponto aos problemas de ajuste regulatório e de captação de recursos para o investimento inicial, identificados acima, e expõe outras questões relativas à viabilidade do arranjo institucional. A iniciativa de promoção da ERFD foi decisão interna à concessionária que, depois de transferida da divisão de “planejamento e desenvolvimento energético” para a divisão de “comercialização”, ganhou impulso ao se aproveitar da infraestrutura dos escritórios regionais e do pessoal técnico.

De acordo com o arranjo institucional previsto inicialmente pela CEMIG o financiamento viria de parte do lucro líquido da concessionária completado por fundo negociado com o KfW<sup>99</sup> alemão, o estabelecimento dos procedimentos de compra e qualidade dos equipamentos e instalações (terceirizadas) seria de sua responsabilidade, bem como a

---

<sup>98</sup> Teoria do Custo de Transação (WILLIAMSON, 1985): custo de transação é a soma dos custos relacionados às atividades de especificação, regulamentação e monitoramento dos recursos envolvidos na cooperação entre os agentes.

<sup>99</sup> *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (Banco de Desenvolvimento - Alemanha)

capacitação dos agentes urbanos e intermediários. A captação de recursos para manutenção e a sua execução física seriam de responsabilidade das prefeituras.

Os problemas deste arranjo institucional iniciaram após as instalações. A estrutura da concessionária não se mostrou ágil o suficiente para resolver, no curto prazo, a falha sistemática de alguns componentes (principalmente reatores e lâmpadas) e os desvios de qualidade nas instalações e nas informações passadas aos usuários: do contrato de fornecimento dos equipamentos e serviço de instalação e informação ao usuário consta um período de garantia que, ao ser acionado pela concessionária, foi contestado pelo fornecedor, atrasando ou inviabilizando a solução do problema.

A capacitação dos técnicos das prefeituras e o processo de introdução da ERFD esbarraram nos problemas relatados no item 2.4.2 do capítulo 2 e levaram a concessionária a rever seu modelo de implementação através da inclusão dos “consumidores fotovoltaicos” no seu cadastro de clientes e do planejamento de outras alternativas para a manutenção (terceirização ou pessoal próprio).

Em particular, a inclusão dos “consumidores fotovoltaicos” no cadastro de clientes exige a definição da relação comercial “fornecimento, arrecadação, suspensão e restabelecimento do fornecimento” e o estabelecimento do valor da “tarifa fotovoltaica”. Esta “tarifa fotovoltaica” deve ser submetida à ANEEL para aprovação.

Da experiência da CEMIG, apreende-se algumas lições em relação ao arranjo institucional e aos contratos:

1. A relação com o fornecedor dos equipamentos deve ser através de contrato com cláusula específica de ensaios de controle prévio da qualidade do lote fornecido. A cláusula de garantia aplicada a equipamentos já instalados em campo pode não ser eficaz, uma vez que o custo de reposição é formado pelos custos diretos do equipamento, do transporte e do pagamento de pessoal e pelo custo indireto oriundo da insatisfação do usuário.
2. A agilidade e rapidez necessárias à correção de problemas posteriores à instalação dos SFDs podem não ser a característica mais marcante da concessionária de energia elétrica, apesar do esforço de seus profissionais ligados à ERFD.
3. O contrato do agente implementador com o usuário e as informações passadas no processo de introdução da tecnologia devem estabelecer logo de início as responsabilidades de cada agente em relação à manutenção dos SFDs e ao nível de

desembolso necessário. Conflito ou falta de informações nesta etapa compromete o funcionamento do programa.

4. O envolvimento de agentes locais na operação do programa, no caso as prefeituras, mostrou-se eficaz no que diz respeito à captação de parte dos recursos necessários ao investimento inicial, mas conflitante no que tange à operação do programa. No item 2.4 foi apresentada a dificuldade de capacitação e reciclagem dos eletricitistas das prefeituras e o comportamento “tecnicista”<sup>100</sup> dos técnicos da concessionária, quando chamados a atuar em uma determinada região.

O programa “Luz do Sol”, em Alagoas, oferece a perspectiva de um programa de ERFD desvinculado do setor elétrico. Seu arranjo institucional conta com um agente implementador tipo ONG, que captou empréstimos com juros bonificados junto ao Banco do Nordeste, para a conformação de microempresas locadoras de SFDs. O valor do aluguel não cobre a manutenção, cuja responsabilidade foi assumida temporariamente pelo agente implementador. A instalação dos sistemas é terceirizada e as informações ao usuário são passadas por um representante do agente implementador na reunião de mobilização da comunidade e durante a etapa de instalação física dos SFDs.

Deste modelo de implementação, algumas observações são valiosas para a definição dos agentes, das relações e das responsabilidades dentro de um programa de ERFD:

1. Conforme colocado no item 2.6, sem a presença e a atuação constante do agente implementador, o programa “Luz do Sol” não se sustenta. Esta não é uma característica particular do programa “Luz do Sol”. Sem a CEMIG, o programa “Lumiar” também não se sustenta. A diferença entre os dois programas reside na capacidade de autofinanciamento dos agentes implementadores.

O ganho em flexibilidade e agilidade proporcionado pela estrutura mais enxuta e mais focalizada na ERFD do agente implementador do “Luz do Sol” pode ser ameaçado por uma eventual dificuldade na captação de recursos para financiamento próprio. No entanto, cabe ressaltar que, apesar das dificuldades e diversos revezes, a iniciativa do “Luz do Sol” tem se sustentado através dos últimos cinco anos. A dúvida em relação à longevidade do programa reside no fato de que os prazos envolvidos estão ainda distantes (o SFD tem

---

<sup>100</sup> “Tecnicista” pois, em nome da eficiência e da falta de tempo, os técnicos de campo da concessionária não informam à prefeitura suas idas à campo, oportunidade de reciclagem ou capacitação do eletricitista da prefeitura. Por outro lado, também não é corrente que o eletricitista das prefeituras se disponha a ir a campo acompanhando a CEMIG. A dúvida de ambos os lados cria o ciclo vicioso.

expectativa de vida de 25 anos e o empréstimo junto ao BN, período de amortização de 12 anos) e necessitam de fôlego para serem atingidos.

2. O fato de não estar vinculado ao setor elétrico dificulta ao modelo de implementação do “Luz do Sol” o aproveitamento da infra-estrutura de distribuição e comercialização de energia elétrica existente, do rateio do custo de investimento entre todas as classes de consumidores finais e do acesso a fundos setoriais, como a RGR via “Luz do Campo” e a recém criada Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Na realidade, a captação de recursos para financiar o investimento inicial na forma de empréstimo bancário dedicado ao microempresário resulta em valor alto de amortização quando comparado à renda familiar da região e à tarifa praticada pela rede<sup>101</sup>.

Além disso, o nível de desembolso praticado no “Luz do Sol” (~R\$13,50/mês/SFD) exclui do programa as famílias mais carentes e, neste caso, não se pode considerar que este modelo de implementação levaria à universalização do atendimento (caso fosse esse o objetivo do programa), mesmo porque, o desembolso corresponde a um aluguel e não a uma tarifa pelo serviço. Para transformar o desembolso mensal em tarifa, há a necessidade de negociar empréstimo extra junto ao Banco do Nordeste, com vistas a financiar a manutenção, e, além disso, cobrar uma taxa extra de cada cliente para cobrir o salário e as despesas de transporte do técnico de campo.

Para finalizar, o insucesso do programa ECOWATT, além dos inúmeros aspectos técnicos já discutidos, evidencia a fragilidade de um programa de ERFD frente à falta de comprometimento de longo prazo do agente implementador e a um processo falho de compra de equipamentos e de serviço de instalação.

Mesmo dentro de um arranjo institucional ágil, montado de forma a evitar os problemas apontados acima, onde:

- o agente implementador está comprometido com o programa além de sua fase inicial e possui recursos para manter suas atividades por, no mínimo, o tempo de vida dos SFDs e para realizar manutenções corretivas<sup>102</sup> quando necessário,
- o tempo decorrido entre a idealização do programa e sua efetiva implantação não gerou custos de transação impraticáveis,

---

<sup>101</sup> A tarifa mínima da CEAL para consumidor rural agropecuário residencial é de R\$3,46 em 18/04/2002.

<sup>102</sup> Reparo de peças que apresentam defeitos não decorrentes do uso normal do SFD.



- o processo de compra dos equipamentos e serviço de instalação inclui procedimentos de verificação de qualidade,
- a forma de financiamento da implantação do programa permite desembolsos periódicos compatíveis com a taxa de atendimento que se espera atingir e com a disposição a pagar pelo serviço<sup>103</sup>, tendo em vista que esta disposição a pagar é fortemente influenciada pelo sinal tarifário da rede e pelo valor do serviço considerado justo pelo público alvo,
- as informações passadas aos usuários por agentes locais mobilizadores e instaladores são suficientes para a compreensão do funcionamento do SFD e para a apreensão dos procedimentos de manutenção preventiva (ex. limpeza dos módulos),
- os SFDs estão dimensionados de acordo com uma estimativa realista do consumo e operados de tal forma que somente são esperadas manutenções corriqueiras de troca de baterias a cada 3 a 4 anos e troca de reatores e lâmpadas a cada 2 a 3 anos,

há ainda a necessidade de prever um mecanismo de redução do custo operacional do fornecimento do serviço de energia elétrica, de forma a torná-lo mais ágil e menos dependente da infra-estrutura de manutenção do agente implementador.

### **5.3. Operação e Manutenção**

A partir da observação da relação entre a empresa e o consumidor, no caso de um fornecimento de energia elétrica via ligação à rede, procurou-se imaginar como seria possível mimetizar esta relação no caso de SFDs, ou seja, determinar onde termina a responsabilidade do agente implementador e começa a do usuário.

Colaborou na formulação da proposta de operação e manutenção a constatação de campo de que o transporte de material e de pessoal do agente implementador até a área dos projetos com vistas a efetuar pequeno número de manutenções é sempre oneroso em tempo e dinheiro e acaba provocando descontentamento nos técnicos de campo e nos usuários (vide Shell-Eskom, CEMIG e Alagoas além do PRODEEM (LSF/IEE/USP, 1999)).

Nas figuras 4.1 e 4.2 estão propostas duas configurações de SFDs, visando uma normalização da prática de instalações e a definição da responsabilidade sobre os equipamentos entre agente

---

<sup>103</sup> É comum nos projetos de ERFD medir a disposição a pagar através da despesa evitada com energéticos pré-existentes. No entanto, esta prática não considera que a substituição dos energéticos não é total e que a periodicidade de compra dos energéticos é ditada pela capacidade de pagamento da família e não simplesmente pela necessidade energética.

implementador e usuário, ou seja, o “ponto de entrega”<sup>104</sup> de um fornecimento com SFD ou “ponto de entrega fotovoltaico”.

O padrão de entrada define o limite da propriedade do agente implementador e é, portanto, de sua responsabilidade o equipamento de geração, o controlador, o medidor de Ah e, eventualmente, o conversor CC/CA. Isto refletiria para o fornecimento com SFDs o Art. 10 das “Condições Gerais de Fornecimento” (Resolução ANEEL nº 456) que coloca que “até o ponto de entrega, a concessionária (ou permissionária) deverá adotar todas as providências com vistas a viabilizar o fornecimento (...) bem como operar e manter o seu sistema elétrico”.

A princípio, de total responsabilidade do usuário são os reatores, lâmpadas, fusíveis e interruptores. O banco de bateria fica a cargo parcial ou integral do “consumidor fotovoltaico” conforme o regime tarifário adotado para o programa de ERFD (capítulo 6).

Em relação ao impulso para a busca de um modelo adequado e eficiente de operação e manutenção, é importante também colocar que, na eventualidade de adoção da ERFD como alternativa de atendimento rural em um contexto de universalização obrigatória do serviço de energia elétrica regulado pela ANEEL, a qualidade do serviço de atendimento fotovoltaico deverá sofrer fiscalização, tanto quanto um atendimento via rede, e haverá necessidade de estabelecimento de um instrumento de verificação para este fim.

Neste sentido, para o controle da qualidade do serviço prestado pela rede, a Resolução ANEEL nº 24 de 27/01/2000 define os índices “DEC”<sup>105</sup> e “FEC”<sup>106</sup> e a ANEEL estipula valores mínimos destes índices, a serem cumpridos pelas concessionárias prestadoras do serviço. Uma possibilidade de controle da qualidade do atendimento fotovoltaico seria a adoção de índices de mesma natureza (VALENTE *et alli*, 2002):

Para a rede elétrica:

$$DEC = \frac{\sum Cd(i) \times t(i)}{C_{total}} \quad e \quad FEC = \frac{\sum Cd(i)}{C_{total}} \quad [5.1]$$

---

<sup>104</sup> Definição dada pela Resolução ANEEL 456 de 29/11/2000 “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica” para rede elétrica: ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento.

<sup>105</sup> DEC: Duração média das interrupções por consumidor em uma região

<sup>106</sup> FEC: Frequência média das interrupções por consumidor em uma região.

onde:

- Cd(i): número de unidades consumidoras interrompidas na ocorrência do defeito (i), no período de análise.  
 t(i): duração da interrupção (i).  
 i: índice variando de 0 a k interrupções.  
 Ctotal: Número total de unidades consumidoras na região em análise ao final do período.

Para a ERFD:

Substituindo  $Cd(i) = 1$  (a ocorrência de um defeito afeta somente um consumidor) nas equações expressas em [5.1], tem-se que:

$$DEC(solar) = \frac{\sum t(i)}{C_{total}} \quad e \quad FEC(solar) = \frac{k}{C_{total}} \quad [5.2]$$

Isto é, o DEC(solar) é a duração média das interrupções e o FEC(solar) a frequência média, considerado o conjunto "Ctotal" de "consumidores fotovoltaicos". Estes conceitos coincidem com os índices "DIC" e "FIC" também definidos pela Resolução ANEEL nº 24, que indicam a duração e a frequência individual das interrupções, respectivamente.

Segundo André Valente, James Correia, Osvaldo S. Pereira e Patrick Fontoura (VALENTE *et alli*, 2002), o controle da qualidade do atendimento fotovoltaico pela ANEEL poderia ser efetuado através da definição de um DIC(solar) medido em dias e um FIC(solar) medido em interrupções por ano ou através da adoção dos mesmos valores de DIC e FIC definidos para a rede, controlando o atendimento fotovoltaico em uma determinada região através da multiplicação  $DIC \times FIC$ , uma vez que o DIC(solar) é maior do que na rede elétrica e o FIC(solar) muito menor.

### 5.3.1. Gestão dos componentes de vida útil inferior a 4 anos

Assumindo que os SFDs estão dimensionados de acordo com uma estimativa realista do consumo e operados de tal forma que somente são esperadas manutenções corriqueiras de troca de baterias a cada 3 anos e troca de reatores e lâmpadas a cada 2 ou 3 anos, é viável propor que o usuário se responsabilize pela troca destes equipamentos.

Via de regra, numa ligação à rede, a concessionária não se responsabiliza gratuitamente pela troca de lâmpadas, fusíveis ou interruptores de seus clientes. Quando o faz é dentro de um

objetivo maior de eficiência energética ou, como na CEMIG, devido à alocação de fundo específico para auxílio a consumidores baixa renda.

Para que o "consumidor fotovoltaico" possa assumir a manutenção da iluminação em seu domicílio, as lâmpadas e reatores de  $12V_{CC}$  precisam ser encontrados no mercado de proximidade, acessado por ele para suprir outras de suas necessidades. O mesmo vale para os fusíveis e interruptores utilizados no programa.

A criação espontânea do mercado para lâmpadas e reatores nas vilas e cidades próximas aos programas de ERFD pode levar mais tempo do que o necessário à garantia da continuidade do serviço de iluminação nos SFDs. O agente implementador deve intervir para fomentar a criação deste mercado e monitorar até que as primeiras trocas em massa aconteçam (2 a 3 anos).

O fomento do mercado de reposição das baterias automotivas modificadas, recomendadas aos projetos de ERFD é mais delicado, pois as baterias não admitem armazenamento por períodos superiores a 3 ou 4 meses (garantidos pelo fabricante) ou 6 meses, segundo a norma brasileira (NBR 6580,1989: 7).

Neste caso, o agente implementador pode escolher se responsabilizar pela compra das baterias na época prevista para as trocas oriundas de manutenção corriqueira e condicionada a um pedido formal do usuário. A bateria morta é retornada pelo usuário ao agente implementador através de seu representante na região do programa, o qual fornece a bateria nova, mediante pagamento total ou parcial (conforme discutido no capítulo 6), à vista ou a prazo.

No capítulo 6 vê-se que esta relação entre o agente implementador e o usuário no que diz respeito à troca de bateria caracteriza uma tarifa-pelo-serviço ao nível praticado para consumidores baixa renda da rede cobrados pela primeira sub-classe da estrutura tarifária definida pela ANEEL. A vantagem deste mecanismo está no custo evitado de emissão mensal de fatura, de transporte de material ao campo e pagamento de pessoal técnico de manutenção.

Importante, neste caso, capacitar o usuário para realizar a troca de sua bateria. Isto pode ser feito na fase inicial de mobilização das comunidades e comercialização dos SFDs, durante as instalações e reforçado pelo representante do agente implementador no momento da troca da bateria morta pela nova.

No caso de falha sistemática das baterias (ou luminárias) devido a um eventual defeito de fabricação não detectado pelo procedimento de controle de qualidade, a responsabilidade de acionamento da cláusula de garantia (quando existente) e de troca é do agente implementador.

### 5.3.2. Gestão dos componentes de longa vida útil

Os componentes de longa vida útil são o controlador de carga, o medidor de Ah e o conversor CC/CA pertencentes ao padrão de entrada (figura 4.1 e 4.2) e o(s) módulo(s). Devido a uma expectativa de vida superior a 8 anos para os componentes do padrão de entrada, não é de se esperar a formação de um mercado de reposição.

A propriedade destes componentes é do agente implementador e faz parte do fornecimento do serviço de energia elétrica; portanto, devem ser substituídos finda a vida útil. Além disso, o processo de compra dos equipamentos de reposição deve seguir os passos de controle de qualidade já comentados, o que indica que o agente implementador é o mais qualificado a conduzi-lo.

De uma forma geral, tem-se que as manutenções corretivas são de responsabilidade do agente implementador ou de outro agente capacitado e indicado por ele. O agente implementador deve ter condições de arcar com o custo de correção de uma eventual falha sistemática nos componentes de longa vida útil do SFD, caso contrário a credibilidade do programa é ameaçada.

## **ANÁLISE DO CUSTO DA ERFD E DA REDE ELÉTRICA E PROPOSTA DE UMA “TARIFA FOTOVOLTAICA”**

### **6.1. Introdução**

Para consumidores com baixíssimo potencial de consumo mensal, o nível de desembolso decorrente do acesso à energia elétrica deve corresponder à disponibilidade a pagar do usuário, condicionada, dentre outros, pela renda familiar, pelo grau de contato urbano (modo de consumo) e pelo sinal tarifário proveniente de serviço semelhante na região.

No caso da rede elétrica, o desembolso em forma de tarifa é regulado pela ANEEL, que concede descontos para algumas classes de consumidores, dentre elas, a primeira faixa de consumo de consumidores pertencentes ao grupo B<sup>107</sup>, classificados como residenciais baixa renda (subgrupo B1) ou rurais (subgrupo B2).

Já a ERFD carece de definição quanto ao nível de desembolso a ser praticado para, ao mesmo tempo, tornar a alternativa equitativa do ponto de vista do acesso ao serviço e do subsídio alocado através de fundos setoriais como a RGR ou, futuramente, a CDE instituída pela Lei nº 10.438 de 26/04/2002 (originada da aprovação da MP14 pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal).

Não se verificou nos programas de ERFD estudados, uma prática de cobrança (nível de desembolso e forma de pagamento) que satisfaça o usuário e/ou o agente implementador e que tenha a capacidade de tornar durável a alternativa fotovoltaica de atendimento.

O mecanismo de pré-pagamento através de cartão magnético adotado pela JV Shell-Eskom na África do Sul define uma relação comercial entre o agente implementador e o usuário, que equivale a um aluguel - pois os dias sem fornecimento são pagos de qualquer forma - onde está inclusa a prestação de serviço de manutenção.

Do ponto de vista do agente implementador, este mecanismo ocasiona custos impraticáveis de operação, conforme detalhado no item 2.3, e do ponto de vista do usuário resulta em uma relação comercial e de prestação de serviço ineficiente a um preço mensal (R\$52 ou US\$7,5) considerado alto pelos usuários e profissionais de campo da JV, quando comparado com a

---

<sup>107</sup> Definição dada pela Resolução nº 456 de 26/04/2002

renda das famílias beneficiadas e com o preço pago pela energia da rede (R20/mês) também na forma de pré-pagamento.

A CEMIG não previu inicialmente o estabelecimento de uma relação comercial com os usuários de SFDs e tentou transferir a responsabilidade de manutenção e cobrança (de R\$5 pelo SFD simples e R\$10, pelo duplo) para as prefeituras. Este mecanismo não se mostrou eficiente e, no momento do trabalho de campo, em abril de 2000, a concessionária buscava uma forma de cadastrar os "consumidores fotovoltaicos" e definir junto ao seu departamento jurídico e à ANEEL a relação comercial, o valor a ser cobrado e a forma de pagamento (basicamente, a periodicidade da emissão da fatura).

Dentre as condições de contorno deste reposicionamento consta o fato de a operação ser deficitária, o sobrecarregamento dos técnicos de campo da concessionária e a indefinição quanto à forma de garantir a manutenção (própria ou terceirizada) visto que a concessionária detém a propriedade de e/ou a responsabilidade sobre todos os componentes do SFD (vide item 2.4), i.e. módulos, baterias, controladores de carga, fusíveis, conversores CC/CC e luminárias.

No "Luz do Sol", em Alagoas, o desembolso se caracteriza como um aluguel de equipamento fotovoltaico e é utilizado integralmente para a amortização do empréstimo tomado pelo microempresário junto ao Banco do Nordeste, sob orientação e tutela do agente implementador.

Conforme colocado no item 2.6, do valor do aluguel de R\$13,50 não consta previsão para manutenção, que, a princípio, depende de negociação entre o microempresário e o usuário. No entanto, o agente implementador tem fornecido o material de reposição bem como a mão de obra e considera a possibilidade de refinar os empréstimos de forma a incluir a manutenção. Para dúvidas quanto à capacidade de os microempresários assumirem tecnicamente a manutenção e o sistema de cobrança sem a tutela do técnico de campo do agente implementador.

No caso de refinanciamento, o aluguel de R\$13,50 passa a aluguel+serviço, com um valor maior. A título de reflexão sobre o que representa este valor para as famílias atendidas, no Estado de Alagoas a tarifa mínima da rede para uma ligação monofásica ou bifásica a dois fios

tipo "rural agropecuária residencial" é de R\$3,46<sup>108</sup> e, na área rural, 45% dos domicílios não eletrificados apresentam renda inferior a 1 salário mínimo (IBGE/PNAD, 2000).

A tentativa da COPEL de implantar em Barra do Ararapira, no Paraná, um CFCB e delegar sua operação à um empreendedor local esbarrou em sérios problemas técnicos e administrativos que levaram ao abandono total da iniciativa. O valor da taxa de recarga (R\$3,50) cobrada pelo empreendedor não incluía material de reposição nem manutenção. Devido à perda acelerada de capacidade e morte prematura das baterias, inerentes ao regime operativo do esquema CFCB, o usuário se via obrigado a arcar com um custo de reposição 3 vezes mais elevado do que aquele de um SFD que oferecesse serviço elétrico equivalente (vide item 2.6).

Dos mecanismos de cobrança e pagamento apresentados - pré-pagamento com cartão magnético, cobrança via prefeitura, emissão de fatura, aluguel com amortização de empréstimo e cobrança pela recarga da bateria - definiu-se as premissas para a análise realizada neste capítulo, cujo objetivo é:

- explicitar - em função do recurso solar - os custos de um SFD em termos de investimento e reposição de materiais ao longo da vida útil do equipamento de geração,
- contabilizar para as concessionárias brasileiras participantes do programa "Luz no Campo" da ELETROBRÁS o valor da tarifa paga por um usuário de baixíssimo consumo, bem como o custo de conexão e o subsídio alocado,
- atribuir aos domicílios atendidos por um programa de ERFD o direito a fornecimento subsidiado ao nível determinado para a rede e verificar a tarifa resultante,
- propor um critério de viabilidade das opções rede e SFD de atendimento que:
  - ofereça uma alternativa complementar aos tradicionais "distância à rede" e "densidade de consumidores",
  - evite que o SFD seja utilizado quando a rede é a alternativa que exige menor subsídio,
  - coloque uma opção de negociação para os domicílios não eletrificados, localizados próximos à rede,
- propor mecanismo de cobrança que visa minimizar o custo administrativo e operativo do agente implementador a partir da definição de "ponto de entrega fotovoltaico" colocada no capítulo 5.

---

<sup>108</sup> De acordo com a tarifa vigente em 18/04/2002



## 6.2. Custo de investimento e do ciclo de vida de um SFD

Para as regiões e localidades brasileiras e para um dado consumo mensal, o custo de investimento e o do ciclo de vida dos SFDs variam de acordo com a disponibilidade do recurso solar, que, em última análise, define o dimensionamento da geração, da acumulação e dos componentes do padrão de entrada (vide figuras 4.1 e 4.2).

A tabela 6.1 apresenta um resumo do dimensionamento proposto para cada um dos níveis de serviço fotovoltaico identificados no capítulo 3.

**Tabela 6.1:** SFDs para suprir os níveis de serviço identificados em função do recurso solar no plano do módulo fotovoltaico.

		3,5 kWh/m <sup>2</sup>	4,0 kWh/m <sup>2</sup>	4,5 kWh/m <sup>2</sup>	5,0 kWh/m <sup>2</sup>
5 kWh/mês	PV	60 Wp	52 Wp	46 Wp	42 Wp
	Bateria*	130 Ah	100 Ah	90 Ah	80 Ah
	Controlador	10 A	10 A	10 A	10 A
	Conversor CC/CA	100 W	100 W	100 W	100 W
10 kWh/mês	PV	119 Wp	104 Wp	93 Wp	84 Wp
	Bateria*	230 Ah	200 Ah	180 Ah	160 Ah
	Controlador	15 A	15 A	15 A	15 A
	Conversor CC/CA	150 W	150 W	150 W	150 W
15 kWh/mês	PV	179 Wp	157 Wp	139 Wp	125 Wp
	Bateria*	330 Ah	300 Ah	270 Ah	240 Ah
	Controlador	30 A	30 A	30 A	30 A
	Conversor CC/CA	300 W	300 W	300 W	300 W

\* Bateria automotiva modificada C<sub>20</sub>

Outro parâmetro que influencia fortemente o custo de investimento é valor do equipamento de geração (R\$/Wp), fato que conduziu à realização de uma análise de sensibilidade para diversas condições de compra dos módulos fotovoltaicos no mercado nacional. Os resultados completos desta análise podem ser encontrados no Anexo B.

A seguir está apresentada parte dos resultados para dois cenários de compra dos módulos fotovoltaicos no mercado nacional:

1. Custos de investimento e do ciclo de vida para um valor de compra dos módulos de R\$15/Wp (~US\$6/Wp), correspondente ao preço mínimo praticado atualmente no mercado nacional para grandes compras.

2. Custos de investimento e do ciclo de vida para um valor de compra dos módulos de R\$10/Wp (~US\$4/Wp), correspondente ao preço de venda no mercado brasileiro caso a margem do distribuidor fosse de 20% (~US\$4,85) reduzido ainda de 20%, para refletir uma possível futura situação de compra dos módulos no mercado brasileiro (vide Anexo B).

Foram aplicadas as expressões [6.1] e [6.2] a seguir para determinação do custo de investimento e do custo do ciclo de vida, respectivamente. O custo do ciclo de vida corresponde ao fluxo de caixa descontado do investimento necessário à instalação e reposição de materiais em SFDs, ou o “valor presente do investimento” (VP). Não foi considerada a inflação do período de análise, segundo método de avaliação comparativa de investimentos proposto por A. Damodaran (DAMODARAN, 1996).

#### Custo de Investimento:

$$C_{\text{SFD INV}} = C_M + C_{\text{BAT}} + C_{\text{CONTR}} + C_{\text{CONV}} + C_{\text{OUTROS}} \quad [6.1]$$

onde:

$C_{\text{SFD INV}}$	Custo de investimento do SFD
$C_M$	Custo dos módulos
$C_{\text{BAT}}$	Custo inicial do banco de baterias
$C_{\text{CONTR}}$	Custo inicial do controlador
$C_{\text{CONV}}$	Custo inicial do conversor CC/CA
$C_{\text{OUTROS}}$	Custo da estrutura, poste, fiação, luminárias e instalação

#### Custo do Ciclo de Vida:

$$C_{\text{SFD Total}} = CI_{\text{SFD}} + VP_{\text{BAT}} + VP_{\text{CONTR}} + VP_{\text{CONV}} \quad [6.2]$$

onde:

$C_{\text{SFD Total}}$	Custo do ciclo de vida do SFD
$CI_{\text{SFD}}$	Custo de investimento do SFD
$VP_{\text{BAT}}$	Valor presente da troca de baterias
$VP_{\text{CONTR}}$	Valor presente da troca do controlador
$VP_{\text{CONV}}$	Valor Presente da troca do conversor CC/CA

A tabela 6.2 resume os parâmetros utilizados no cálculo do custo de investimento e a tabela 6.3 aqueles necessários ao cálculo do custo do ciclo de vida.

**Tabela 6.2:** Parâmetros de cálculo do custo de investimento do SFD.

	<b>5kWh/mês</b>	<b>10 kWh/mês</b>	<b>15kWh/mês</b>
Bateria	0,5 US\$/Ah	0,5 US\$/Ah	0,5 US\$/Ah
Controlador de Carga	4 US\$/A	4 US\$/A	4 US\$/A
Conversor CC/CA	0,5 US\$/W	0,5 US\$/W	0,5 US\$/W
Estrutura e Poste	R\$ 90	R\$ 140	R\$ 170
Fiação e Luminárias	R\$ 120	R\$ 150	R\$ 200
Instalação	R\$ 60	R\$ 60	R\$ 60
Taxa de câmbio	2,5 R\$/US\$	2,5 R\$/US\$	2,5 R\$/US\$

**Tabela 6.3:** Parâmetros de cálculo do custo do ciclo de vida do SFD.

Taxa de desconto do agente implementador *	12%
Fator de recuperação de capital (12%)	0,1285
Taxa de desconto do usuário **	6%
Fator de recuperação de capital (6%)	0,0797
Vida do SFD	24 anos
Vida do banco de baterias	3 anos
Vida do controlador e do conversor CC/CA	8 anos

\* taxa interna média de retorno de investimentos de longo prazo do setor elétrico com captação de recursos a juros bonificados

\*\* taxa oferecida pela poupança, melhor aplicação financeira conseguida pelo usuário de baixa renda

A tabela 6.4 apresenta o resultado para o custo de investimento do SFD em função do preço do módulo (R\$/Wp), do recurso solar no plano do módulo e do nível de serviço fotovoltaico.

**Tabela 6.4:** Custo de investimento do SFD em função do preço do módulo (R\$/Wp), do recurso solar no plano do módulo e do nível de serviço fotovoltaico.

	R\$/Wp	<b>3,5</b>	<b>4,0</b>	<b>4,5</b>	<b>5,0</b>
		<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>
		R\$	R\$	R\$	R\$
<b>5 kWh/mês</b>	10	1254	1142	1072	1013
	15	1553	1403	1304	1222
<b>10 kWh/mês</b>	10	2168	1982	1841	1723
	15	2765	2504	2305	2141
<b>15 kWh/mês</b>	10	3308	3046	2835	2658
	15	4203	3830	3531	3285

Nota-se que uma queda no preço dos módulos fotovoltaicos de 15 R\$/Wp para 10 R\$/Wp, trazendo-o para níveis praticados no mercado internacional, resulta em uma redução média de 20% no custo de investimento. Este fato influencia a análise de viabilidade da aplicação de SFDs apresentada logo mais e exigirá do agente implementador novos cálculos para determinar a viabilidade em uma outra situação de preço dos módulos.

Cabe também observar que o custo de investimento de um SFD instalado na Região Nordeste, onde se pode utilizar o valor de 5,0kWh/m<sup>2</sup> para a irradiação solar no plano do módulo, é, em média, 22% menor do que o de um outro SFD, dimensionado para o mesmo consumo mensal, mas instalado no Vale do Ribeira, onde é mais comum 3,5kWh/m<sup>2</sup>.

Esta observação induz à conclusão, nem sempre verdadeira, de que regiões mais ensolaradas são mais propícias ao uso do SFD como alternativa de atendimento de domicílios rurais de baixíssimo consumo mensal. Como será apresentado no item 6.3 e 6.4, dentro de uma ótica de equiparação de subsídios, a viabilidade do SFD será ditada também pelo custo de uma conexão à rede elétrica na mesma região.

A tabela 6.5 resume os resultados obtidos para o custo do ciclo de vida de SFDs para os dois cenários de preço do Wp em função da irradiação solar no plano do módulo.

**Tabela 6.5:** Custo do ciclo de vida do SFD em função do preço do módulo (R\$/Wp), do recurso solar no plano do módulo e do nível de serviço fotovoltaico.

		<b>3,5</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>4,0</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>4,5</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>5,0</b> kWh/m <sup>2</sup>
	R\$/Wp	R\$	R\$	R\$	R\$
<b>5 kWh/mês</b>	10	1708	1512	1414	1327
	15	2007	1773	1646	1536
<b>10 kWh/mês</b>	10	2948	2677	2480	2306
	15	3544	3199	2944	2724
<b>15 kWh/mês</b>	10	4502	4157	3861	3600
	15	5397	4940	4557	4227

obs.: O cálculo do ciclo de vida do SFD foi realizado considerando-se o ponto de vista do agente implementador, ou seja, tomou-se a taxa de desconto de 12%. Mais adiante, quando se discute a responsabilidade sobre a reposição de materiais e de manutenção será utilizada também a taxa de 6%, que representa o ponto de vista do usuário.

O investimento inicial representa, em média, 77% do custo do ciclo de vida. Apesar de ser o mais representativo, não significa que transpor esta "barreira inicial" seja o item de maior desafio nos programas de ERFD.

Como foi apresentado no capítulo 2, a transposição da "barreira inicial" via financiamento ("Luz do Sol") ou tentativa da *leasing* (ECOWATT) resultou em desembolso incompatível com o serviço oferecido, mas não impediu a instalação física dos SFDs. A COPEL procurou financiamento junto ao PRODEEM para instalar seu CFCB, que, após um ano, foi abandonado. A JV Shell-Eskom conseguiu financiar a "barreira inicial" através de recurso captado junto à Shell International e a Eskom, mas a operação da JV segue bastante deficitária. A CEMIG também conseguiu contornar a "barreira inicial", mas encontrou dificuldades na definição do modelo de operação e manutenção.

Na realidade, tem-se que a falta de definição quanto à responsabilidade sobre os 23% correspondentes à reposição de material tem um potencial desequilibrador de programas de ERFD muito mais acentuado do que a superação da "barreira inicial".

Faz-se necessária então uma análise detalhada dos custos de reposição de material com vistas a apontar possibilidades de repartição de responsabilidade entre agente implementador e "consumidor fotovoltaico". Identificam-se três grupos de componentes que necessitam de reposição ao longo da vida útil do módulo fotovoltaico: reatores e lâmpadas, equipamentos contidos no padrão de entrada e baterias:

1. A troca de reatores e lâmpadas, embora incluídas no fornecimento inicial como benefício, é de responsabilidade do "consumidor fotovoltaico".
2. Conforme proposto no capítulo 5, o "ponto de entrega fotovoltaico" se encerra no padrão de entrada, ou seja, é de responsabilidade do agente implementador a troca do controlador de carga, do medidor de Ah e do conversor CC/CA durante a vida útil dos módulos fotovoltaicos.

A tabela 6.6 mostra os custos de reposição de material a serem assumidos pelo agente implementador. A reposição do controlador de carga e do conversor CC/CA deve acontecer a cada 8 anos, portanto, ao longo da vida útil do módulo, ocorrerá duas reposições. Isto, em termos de custo anual do ciclo de vida, significa para o agente implementador R\$16/ano para o primeiro nível de serviço, R\$25/ano para o segundo e R\$49/ano para o terceiro.

Os controladores de carga PWM mais recentes já incluem o medidor de Ah e, portanto, sua troca está contabilizada junto com a do controlador.

**Tabela 6.6:** Custo inicial e de reposição dos componentes do padrão de entrada em função do nível do serviço e do recurso solar, arcados pelo agente implementador.

	<b>5kWh/mês</b>		<b>10kWh/mês</b>		<b>15kWh/mês</b>	
Controlador de Carga (inicial)	R\$ 100		R\$ 150		R\$ 300	
VP <sub>CONTR</sub> (trocas controlador)		R\$ 57		R\$ 85		R\$ 170
Conversor CC/CA (inicial)	R\$ 125		R\$ 190		R\$ 375	
VP <sub>CONV</sub> (trocas conv. CC/CA)		R\$ 71		R\$ 106		R\$ 213
VP <sub>CONTR. + CONV.</sub>		R\$ 128		R\$ 191		R\$ 383
<b>CACV*</b> CONTR + CONV		<b>R\$ 16/ano</b>		<b>R\$ 25/ano</b>		<b>R\$ 49/ano</b>

\* CACV: Custo anual do ciclo de vida

3. O banco de baterias está além do "ponto de entrega fotovoltaico" e é, a princípio, responsabilidade do usuário.

A reposição das baterias exige, no entanto, estratégia condicionada por algumas constatações que indicam a necessidade de um agente coordenador do processo de compra e distribuição do equipamento e de uma forma de otimização da parcela do custo de manutenção relativa a mão-de-obra e ao transporte:

- para manter o nível de serviço em 5, 10 ou 15kWh/mês, a reposição das baterias deve obedecer às características e os critérios de compra definidos no projeto inicial,
- baterias não devem ser armazenadas por período superior a seis meses (NBR 6580,1989: 7),
- a reposição das baterias a cargo exclusivo do "consumidor fotovoltaico" pode acarretar a compra de baterias não convenientes ao SFD - baterias de menor capacidade e/ou de menor qualidade - a um custo superior de R\$/Ah,
- para o agente implementador é vantajoso evitar o custo de transporte e de pessoal decorrente da troca *in loco* das baterias e transferir ao consumidor a responsabilidade de trazer a bateria morta até seu representante na região e levar uma nova, mediante pagamento segundo as condições comerciais previamente acertadas.

Além do exposto, também condiciona a escolha da estratégia de reposição das baterias a seguinte constatação:

- em alguns casos (detalhados no item 6.4), o custo de reposição das baterias, assumido integralmente pelo consumidor, resulta em subsídio ao SFD menor do que o subsídio admitido em uma conexão à rede de nível semelhante de serviço.

Dentro deste quadro, identificam-se quatro possibilidades de repartição da responsabilidade sobre as baterias ou de “gestão das baterias”, considerando que o transporte até o ponto de troca e a substituição física do equipamento sejam assumidos pelo “consumidor fotovoltaico”:

- i.** O agente implementador assume integralmente a compra da primeira bateria e das baterias de reposição.
- ii.** O agente implementador coordena a compra da primeira bateria e das baterias de reposição e instala a primeira bateria. O custo, no entanto, é assumido pelo usuário.
- iii.** O agente implementador coordena a compra da primeira bateria (repassa ou não o custo inicial para o “consumidor fotovoltaico”) e não se envolve no processo de reposição, pois considera impossível assumir o controle sobre a compra das baterias de reposição e sobre sua comercialização através de representantes locais.
- iv.** O agente implementador coordena a compra da primeira bateria e das baterias de reposição, assume parcialmente os custos e a diferença é paga pelo “consumidor fotovoltaico”.

Os itens **i.**, **ii.** e **iii.** podem ser avaliados a partir das tabelas 6.7 e 6.8 apresentadas a seguir, as quais indicam os valores de desembolso mensal referente ao banco de baterias calculados, respectivamente, a partir do ponto de vista do agente implementador e do “consumidor fotovoltaico”.

A possibilidade de “gestão das baterias **iv.**” é objeto do item 6.4.

**Tabela 6.7:** Custo das baterias em função do nível de serviço e do recurso solar sob o ponto de vista do agente implementador (taxa de desconto de 12%).

Custo (R\$)	5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês				
	<i>kWh/m<sup>2</sup></i>	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Primeira Bateria	163	125	113	100	288	250	225	200	413	375	338	300	
CMCV* 1ª Bateria	1,74	1,34	1,20	1,07	3,08	2,68	2,41	2,14	4,42	4,01	3,61	3,21	
Baterias	VP Reposição Baterias	364	280	252	224	644	560	504	448	924	840	756	672
	CMCV Rep. Bateria	3,90	3,00	2,70	2,40	6,90	6,00	5,40	4,80	9,90	9,00	8,10	7,20
	<b>VP<sub>BAT</sub> Total**</b>	<b>527</b>	<b>405</b>	<b>365</b>	<b>324</b>	<b>932</b>	<b>810</b>	<b>729</b>	<b>648</b>	<b>1337</b>	<b>1215</b>	<b>1094</b>	<b>972</b>
	<b>CMCV Bat Total</b>	<b>5,64</b>	<b>4,34</b>	<b>3,90</b>	<b>3,47</b>	<b>9,98</b>	<b>8,67</b>	<b>7,81</b>	<b>6,94</b>	<b>14,31</b>	<b>13,01</b>	<b>11,71</b>	<b>10,41</b>

\* CMCV: Custo Mensal do Ciclo de Vida equivalente ao custo anual do ciclo de vida (CACV) dividido por 12 meses.

\*\* O VP<sub>BAT</sub> Total inclui a primeira bateria e as trocas

**Tabela 6.8:** Custo das baterias em função do nível do serviço e do recurso solar sob o ponto de vista do “consumidor fotovoltaico” (taxa de desconto de 6%).

Custo (R\$)	5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês				
	<i>kWh/m<sup>2</sup></i>	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Primeira Bateria	163	125	113	100	288	250	225	200	413	375	338	300	
CMCV* 1ª Bateria	1,08	0,83	0,75	0,66	1,91	1,66	1,49	1,32	2,74	2,49	2,25	1,99	
Baterias	VP Reposição Baterias	661	508	457	406	1169	1016	915	813	1677	1524	1372	1219
	CMCV Rep. Bateria	4,41	3,33	3,00	2,67	7,76	6,75	6,08	5,40	11,14	10,12	9,11	8,10
	<b>VP<sub>BAT</sub> Total**</b>	<b>824</b>	<b>633</b>	<b>570</b>	<b>506</b>	<b>1457</b>	<b>1266</b>	<b>1140</b>	<b>1013</b>	<b>2090</b>	<b>1899</b>	<b>1710</b>	<b>1519</b>
	<b>CMCV Bat Total</b>	<b>5,47</b>	<b>4,20</b>	<b>3,79</b>	<b>3,36</b>	<b>9,68</b>	<b>8,41</b>	<b>7,57</b>	<b>6,73</b>	<b>13,88</b>	<b>12,61</b>	<b>11,36</b>	<b>10,09</b>

\* CMCV: Custo Mensal do Ciclo de Vida equivalente ao custo anual do ciclo de vida (CACV) dividido por 12 meses.

\*\* O VP<sub>BAT</sub> Total inclui a primeira bateria e as trocas

A possibilidade “i.” de “gestão das baterias” resulta, para o agente implementador, no dispêndio mensal colocado na linha “CMCV Bat. Total” da tabela 6.7, acrescido do custo de reposição dos componentes do padrão de entrada apresentados na tabela 6.6. Para o “consumidor fotovoltaico” o serviço de energia elétrica, neste caso, é gratuito.

Do ponto de vista da equidade entre consumidores conectados à rede e “consumidores fotovoltaicos” esta situação não seria adequada. Além disso, o SFD tem a particularidade de concentrar a geração e o consumo no domicílio do consumidor. Esta particularidade exige comprometimento do usuário para com a manutenção do SFD. No que tange a durabilidade de programas de ERFD, o fornecimento gratuito do serviço tende a ser negativo e a experiência revela vários casos de insucessos.



A possibilidade de “gestão das baterias” colocada em **ii.**, isto é, o agente implementador coordena a compra e o “consumidor fotovoltaico” assume integralmente o custo das baterias (paga a primeira bateria no ato da instalação do SFD e depois se responsabiliza pela sua troca a cada 3 anos), o desembolso mensal equivalente está colocado na tabela 6.8 na linha “CMCV Bat. Total” em função dos níveis de serviço e do recurso solar.

Importante notar que, para o sistema de 5kWh/mês, estes valores de desembolso mensal são comparáveis à tarifa mínima da rede elétrica, cuja média nacional é de R\$2,14 para uma ligação residencial baixa renda, de R\$3,75 para uma rural agropecuária residencial monofásica (ou bifásica a dois fios) e de R\$ 6,24, para uma rural agropecuária residencial bifásica a três fios (vide item 6.3).

Dentro da “gestão de baterias **ii.**” o nível de serviço de 10kWh/mês gera desembolso de duas (região ensolarada) a três vezes (região com menor irradiação solar) maior do que a tarifa mínima da rede e o de 15kWh/mês, de três a quatro vezes. Isto indica que a opção **ii.** de “gestão das baterias” torna aplicável somente o primeiro nível de serviço fotovoltaico, caso o programa de ERFD objetive o acesso equitativo em tarifas e subsídio.

Ressalta-se que o custo de investimento pago pelo agente implementador na opção “gestão das baterias **ii.**” é aquele da tabela 6.4 diminuído do valor da primeira bateria (tabela 6.9). Para preço do módulo de R\$15/Wp, a redução no custo de investimento é da ordem de 10% e para R\$10/Wp, esta redução chega a 13%.

**Tabela 6.9:** Custo de investimento do SFD descontado do valor da 1ª bateria e em função do preço do Wp, do recurso solar no plano do módulo e do nível de serviço.

		<b>3,5</b> <b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>4,0</b> <b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>4,5</b> <b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>5,0</b> <b>kWh/m<sup>2</sup></b>
	R\$/Wp	R\$	R\$	R\$	R\$
<b>5 kWh/mês</b>	10	1091	1017	959	913
	15	1390	1278	1191	1122
<b>10 kWh/mês</b>	10	1880	1732	1616	1523
	15	2477	2254	2080	1941
<b>15 kWh/mês</b>	10	2895	2671	2497	2358
	15	3790	3455	3193	2985

No caso de adoção da opção **iii.** de “gestão das baterias”, onde o agente implementador coordena a compra da primeira bateria (repassa ou não o custo inicial para o “consumidor fotovoltaico”) e não se envolve no processo de reposição, há duas possibilidades de desembolso do ponto de vista do usuário:

1. Custo da primeira bateria repassado, custo de investimento diminuído e desembolso do “consumidor fotovoltaico” expresso na linha "CMCV Bat. Total" da tabela 6.8.
2. Custo da primeira bateria assumido pelo agente implementador, custo de investimento expresso pela tabela 6.4 e desembolso do “consumidor fotovoltaico” apresentado na linha "CMCV Rep. Bateria" da mesma tabela 6.8

Em relação à comparação do desembolso fotovoltaico com as tarifas mínimas da rede, valem os comentários feitos para a opção de "gestão das baterias **ii.**".

A diferença entre a opção **ii.** e **iii.** reside na não participação nesta última do agente implementador no controle da compra das baterias de reposição e, portanto, na não observação de todos os condicionantes colocados anteriormente para a escolha da estratégia de reposição das baterias. No entanto, importante destacar que esta opção oferece a possibilidade de praticamente anular o custo de operação e manutenção arcado pelo agente implementador.

Atenção especial deve ser dada ao fato de que, para a proposta **iii.** de gestão das baterias, o agente implementador será chamado a atuar de 8 em 8 anos, quando da substituição dos equipamentos do padrão de entrada, ou ainda na ocorrência de manutenção corretiva devido a funcionamento anormal dos SFDs. Não há garantia, neste caso, de que o nível de serviço inicial seja mantido ao longo da vida do projeto.

### **6.3. Custo do ciclo de vida de uma ligação de baixo consumo à rede e estimativa do nível de subsídio por consumidor**

Neste item estão colocadas as opções de classificação tarifária e o nível de tarifas e subsídios para conexões rurais de baixíssimo consumo de concessionárias de distribuição de energia elétrica participantes do programa nacional de eletrificação rural “Luz no Campo” no ano de 2000.

Algumas definições extraídas da Resolução nº 456 de 29/11/2000 “Condições Gerais de Fornecimento” serão úteis ao desenvolvimento da análise deste item:

*“Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3kV.*

*Subgrupo B1 – Residencial – fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, incluído o fornecimento para instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações, com predominância de unidades consumidoras residenciais.*

*Subgrupo B1’ – Residencial Baixa Renda – fornecimento para unidade consumidora residencial, caracterizada como “baixa renda” de acordo com os critérios estabelecidos em regulamentos específicos.*

*Subgrupo B2 – Rural – fornecimento para unidade consumidora localizada em área rural, em que seja desenvolvida atividade rural, sujeita à comprovação perante a concessionária (ou permissionária), devendo ser considerada as seguintes subclasses:*

*a) Agropecuária: fornecimento para unidade consumidora cujo consumidor desenvolva atividade relativa à agricultura e/ou a criação, recriação ou engorda de animais, inclusive o beneficiamento ou a conservação dos produtos agrícolas oriundos da mesma propriedade rural, bem como a transformação de produtos destinados à utilização exclusivamente na unidade consumidora, devendo ser incluída também nesta subclasse:*

*1. fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, situada em propriedade rural na qual sejam desenvolvidas quaisquer das atividades descritas no “caput” (...), incluída a agricultura de subsistência.*

*(continua).”*

*“Valores Mínimos Faturáveis: Os valores mínimos faturáveis, referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicáveis ao faturamento mensal de unidades consumidoras do Grupo “B”, serão os seguintes:*

*I. monofásico e bifásico a dois condutores: valor em moeda corrente equivalente a 30kWh,*

*II. bifásico a 3 condutores: valor em moeda corrente equivalente a 50kWh,*

*III. trifásico: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh. “*

Portanto, para a eletrificação de domicílios rurais de baixíssimo consumo mensal valem as seguintes classificações e consumo mínimo faturável:

- Residencial Baixa Renda: 30kWh/mês
- Rural Agropecuária Residencial Monofásica ou Bifásica a dois condutores: 30 kWh/mês
- Rural Agropecuária Residencial Bifásica a três condutores: 50 kWh/mês

Através de uma pesquisa detalhada no conjunto de Resoluções da ANEEL foram identificadas as tarifas praticadas em diversos estados brasileiros pelas concessionárias de distribuição participantes do "Luz no Campo" em 2000<sup>109</sup>. A tabela 6.10 mostra os valores das

---

<sup>109</sup> A lista de concessionárias pesquisadas não é exaustiva no caso do Estado de São Paulo e Rio de Janeiro.

tarifas mínimas, a data da última alteração (revisão, reajuste ou recomposição) e o valor por consumidor de uma nova ligação à rede.

O Estado de Tocantins apresenta o maior custo de conexão (R\$9.257/cons.). O menor é aquele praticado pela COELCE no Ceará (R\$1.014/cons.) seguida pela CELPE de Pernambuco (R\$1.519/cons.). Apesar de não ter sido realizada pesquisa específica sobre as razões desta diferença, adianta-se que ela deve estar relacionada ao custo dos equipamentos e da mão de obra, à escolha da tecnologia de rede, à densidade de consumidores a serem conectados à linha em tensão secundária de distribuição, à necessidade de construção e/ou reforço de linhas em tensão primária de distribuição, ao tipo de terreno e ao custo de desapropriação e preparação da faixa de passagem.

Classificando as 27 concessionárias pesquisadas em ordem decrescente de custo de ligação e dividindo-as em três grupos, nota-se que há uma concentração de concessionárias do Norte e Centro-Oeste no grupo superior, do Sul e Sudeste no segundo terço e do Nordeste, incluindo Minas Gerais, no terço inferior.

Este exercício de classificação revela uma realidade interessante: os Estados do Nordeste somados a Minas Gerais representam 10 dos 12 menores custos de ligação<sup>110</sup>, ou seja, as regiões brasileiras com nível de irradiação solar (cerca de 5kWh/m<sup>2</sup>) bastante favorável à ERFD e onde estão concentrados o maior número de domicílios não eletrificados (57%, segundo dados da PNAD 99) coincidem com aquelas de menores custo de ligação à rede. Isto indica que uma comparação entre o custo do SFD e da ligação à rede pode mostrar que, apesar de baratos devido à maior disponibilidade de recurso solar, os SFDs podem não ser a melhor opção de atendimento.

Em relação às tarifas, os maiores valores, com média de R\$240,14/MWh para o subgrupo B1 Residencial, são praticados na região Sudeste e os menores na região Nordeste, com média de R\$187,85/MWh. A Região Norte, cuja média tarifária é de R\$194,37/MWh, é a segunda mais barata, seguida pela Sul, com R\$206,10 e Centro Oeste, com R\$214/MWh. No Anexo B estão fornecidos os valores de tarifa residencial para as diversas concessionárias de distribuição consideradas no trabalho.

---

<sup>110</sup> Dos 12 menores custo, a CERJ, do Rio de Janeiro apresenta o 9º e a CELPA do Pará, o 6º. A PNAD não oferece estatística relativa a domicílios rurais sem energia elétrica no Pará.

**Tabela 6.10:** Valores de mínimos tarifáveis e custo por ligação rural para concessionárias participantes do programa “Luz no Campo” no ano de 2000.

Região	Concessionária	Estado	Custo por Ligação (R\$)***	Última alteração tarifária	Tarifa Mínima Residencial Baixa Renda (R\$)	Tarifa Mínima Rural 30kWh/mês* (R\$)	Tarifa Mínima Rural 50kWh/mês** (R\$)
NORTE	ELETROACRE	Acre	3150	28/11/01	2,02	3,75	6,25
	CELPA	Pará	1947	21/12/01	2,24	4,00	6,66
	CERON	Rondônia	3043	28/11/01	2,15	3,88	6,46
	CER	Roraima	5741	31/10/01	1,62	2,99	4,98
	CELTINS	Tocantins	9257	21/12/01	2,17	3,89	6,48
NORDESTE	CEAL	Alagoas	2500	21/12/01	1,96	3,46	5,77
	COELBA	Bahia	2028	21/12/01	2,01	3,59	5,98
	COELCE	Ceará	1014	21/12/01	2,08	3,50	5,84
	CELB	Paraíba	1763	31/01/02	2,02	3,38	5,64
	SAELPA	Paraíba	1763	21/12/01	1,92	3,35	5,59
	CELPE	Pernambuco	1519	27/03/02	1,99	3,47	5,78
	CEPISA	Piauí	1933	21/12/01	1,83	3,27	5,45
	COSERN	Rio G. Norte	2258	21/12/01	2,00	3,58	5,96
	ENERGIPE	Sergipe	2226	21/12/01	1,95	3,49	5,82
CENTRO-OESTE	CEB	Distr. Federal	2956	21/12/01	2,16	3,71	6,19
	CELG	Goiás	6071	21/12/01	2,14	3,82	6,36
	CEMAT	Mato Grosso	3965	04/04/02	2,42	4,59	7,64
	ENERSUL	Mato G. Sul	5130	04/04/02	2,27	4,03	6,71
SUDESTE	ESCELSA	E. Santo	3191	21/12/01	2,38	3,91	6,51
	CEMIG	Minas Gerais	1997	04/04/02	2,51	4,19	6,98
	CERJ	Rio de Janeiro	2125	21/12/01	2,61	4,29	7,15
	CPFL	São Paulo	2869	04/04/02	2,69	4,15	6,91
	ELEKTRO	São Paulo	2869	21/12/01	2,42	4,07	6,79
SUL	COPEL	Paraná	2920	21/06/01	2,08	3,48	5,80
	CEEE	Rio G. Sul	2905	23/10/01	2,31	4,53	7,55
	RGE	Rio G. Sul	2905	17/04/01	2,18	4,28	7,14
	CELESC	Sta Catarina	3200	07/08/01	2,09	3,55	5,91

\* ligação monofásica ou bifásica a dois condutores      \*\* ligação bifásica a três condutores

\*\*\* "Luz no Campo: Relatório Síntese 2000" (ELETROBRÁS, 2001)

A média nacional do valor mínimo faturável é de R\$2,14 para uma ligação residencial baixa renda, de R\$3,75 para uma rural agropecuária residencial monofásica (ou bifásica a dois fios) e de R\$ 6,24, para uma rural agropecuária residencial bifásica a três fios. A tarifa mínima, detalhada para as diversas concessionária de distribuição (tabela 6.10), é dado importante na determinação do nível de subsídio por ligação concedido pelo programa "Luz no Campo".

Este nível de subsídio por ligação foi estimado através da expressão [6.3] e está apresentado na tabela 6.12.

$$S_{R \text{ Ligação}} = C_{R \text{ Total}} - VP_{\text{Tarifa Rede}} \quad [6.3]$$

onde:

$S_{R \text{ Ligação}}$ :	Subsídio por ligação à rede
$C_{R \text{ Total}}$ :	Custo ciclo de vida da rede igual a $C_{\text{Ligação}} + C_{\text{TR}}$ .
$C_{\text{Ligação}}$ :	Custo da rede por consumidor (tabela 5.10).
$C_{\text{TR}}$ :	Custo troca do transformador por ligação.
$VP_{\text{Tarifa Rede}}$ :	Valor presente da tarifa mínima paga pelos consumidores.

- obs. 1: Considerada nula a taxa de conexão paga pelo consumidor, respeitando a diretiva estipulada pela Lei 10.438 de 26/04/2002.
- obs. 2: Não foi contabilizado o custo de manutenção relativo à mão de obra e ao transporte. Este custo foi considerado semelhante tanto na alternativas rede quanto na fotovoltaica e, portanto, desnecessário em uma análise comparativa.
- obs. 3: Os valores de  $C_{\text{TR}}$  e  $VP_{\text{Tarifa Rede}}$  estão apresentados no Anexo II, tabela II.8.

Os parâmetros adotados para a análise financeira do custo do ciclo de vida de uma ligação de baixíssimo consumo à rede elétrica rural estão apresentados na tabela 6.11 abaixo.

**Tabela 6.11:** Parâmetros de cálculo do custo do ciclo de vida de uma ligação à rede elétrica.

Taxa de desc. da concessionária	12%
FRC (12%)	0,1285
Período	24 anos
Kit transformador	Monofásico, 5kVA e valor unitário de R\$1.500 <sup>111</sup> com uma necessidade de troca no período.
Inflação	Não considerada

<sup>111</sup> Segundo informação obtida junto à equipe do programa “Luz no Campo” em 02/10/2001.

**Tabela 6.12:** Estimativa de subsídio por ligação rural de baixíssimo consumo concedido pelo programa “Luz no Campo”.

Região	Concessionária	Estado	Subsídio Residencial Baixa Renda (R\$)	Subsídio Rural 30kWh/mês* (R\$)	Susídio Rural 50kWh/mês** (R\$)
NORTE	ELETROACRE	Acre	3.108	2.947	2.714
	CELPA	Pará	1.803	1.639	1.390
	CERON	Rondônia	3.125	2.964	2.723
	CER	Roraima	5.873	5.745	5.559
	CELTINS	Tocantins	9.125	8.964	8.722
NORDESTE	CEAL	Alagoas	2.558	2.417	2.202
	COELBA	Bahia	1.875	1.727	1.503
	COELCE	Ceará	848	715	497
	CELB	Paraíba	1.623	1.495	1.284
	SAELPA	Paraíba	1.632	1.498	1.289
	CELPE	Pernambuco	1.367	1.229	1.013
	CEPISA	Piauí	1.807	1.673	1.469
	COSERN	Rio G. Norte	2.117	1.969	1.746
	ENERGIPE	Sergipe	2.149	2.004	1.787
CENTRO-OESTE	CEB	Distr. Federal	2.924	2.779	2.548
	CELG	Goiás	6.154	5.998	5.760
	CEMAT	Mato Grosso	3.929	3.726	3.441
	ENERSUL	Mato G. Sul	5.076	4.912	4.662
SUDESTE	ESCELSA	E. Santo	3.189	3.047	2.804
	CEMIG	Minas Gerais	1.904	1.747	1.486
	CERJ	Rio de Janeiro	1.921	1.764	1.497
	CPFL	São Paulo	2.765	2.629	2.370
	ELEKTRO	São Paulo	2.790	2.636	2.382
SUL	COPEL	Paraná	2.873	2.742	2.526
	CEEE	Rio G. Sul	2.774	2.567	2.285
	RGE	Rio G. Sul	2.786	2.590	2.323
	CELESC	Sta Catarina	3.163	3.027	2.806

\* ligação monofásica ou bifásica a dois condutores \*\* ligação bifásica a três condutores

Seguindo a tendência vista para o custo por ligação à rede (tabela 6.10), o nível de subsídio apresentado na tabela 6.12 é mais elevado nos Estados do Norte e Centro-Oeste, com picos de R\$8.964 no Estado de Tocantins e R\$5.998 em Goiás. Os Estados do Nordeste apresentam os menores valores, com mínimo de R\$715 no Estado do Ceará (para consumidor rural agropecuário residencial com ligação monofásica ou bifásica a dois condutores).

Nota-se que o subsídio alocado no Estado do Tocantins, onde a irradiação média diária anual é estimada em 4,0kWh/m<sup>2</sup>, representa sete vezes o valor do custo do ciclo de vida de um SFD de 5kWh/mês, quatro vezes aquele de um SFD de 10kWh/mês e 2,6 vezes de um de

15kWh/mês. No Estado do Ceará, ao contrário, o subsídio alocado é inferior ao custo do ciclo de vida do SFD para qualquer nível de serviço fotovoltaico.

Estas primeiras observações quanto ao subsídio concedido pelo programa “Luz no Campo” formaram a base para o delineamento de um critério de decisão entre as alternativas rede e fotovoltaica de atendimento e para a proposta de uma “tarifa fotovoltaica”.

#### 6.4. Critério de decisão entre as alternativas rede e fotovoltaica de atendimento e proposta de uma ‘tarifa fotovoltaica’

##### 6.4.1. Critério de decisão

Supondo a atribuição de subsídio equivalente, imaginou-se um critério para a aplicação das alternativas de atendimento via conexão à rede elétrica e via SFD. Ou seja:

$$\underbrace{C_{R \text{ Total}} - VP_{\text{Tarifa Rede}}}_{\text{Subsídio: } S_{R \text{ Ligação}} \text{ (Tabela 6.11)}} = \underbrace{C_{SFD \text{ Total}} - VP_{\text{Desembolso PV}}}_{\text{Subsídio: } S_{SFD}} \quad [6.4]$$

Onde:

$C_{R \text{ Total}}$ :	Custo do ciclo de vida de uma ligação à rede.
$VP_{\text{Tarifa Rede}}$ :	Valor presente da tarifa mínima
$C_{SFD \text{ Total}}$ :	Custo do ciclo de vida do SFD
$VP_{\text{Desembolso PV}}$ :	Valor Presente do desembolso fotovoltaico necessário à equiparação de subsídios

Portanto:

$$VP_{\text{Desembolso PV}} = C_{SFD \text{ Total}} - S_{R \text{ Ligação}} \quad [6.5]$$

Conforme discutido no item 6.2, a estrutura de cobrança da “tarifa fotovoltaica” será resultante da distribuição da responsabilidade sobre as baterias entre o agente implementador e o “consumidor fotovoltaico”. Portanto vale colocar que:

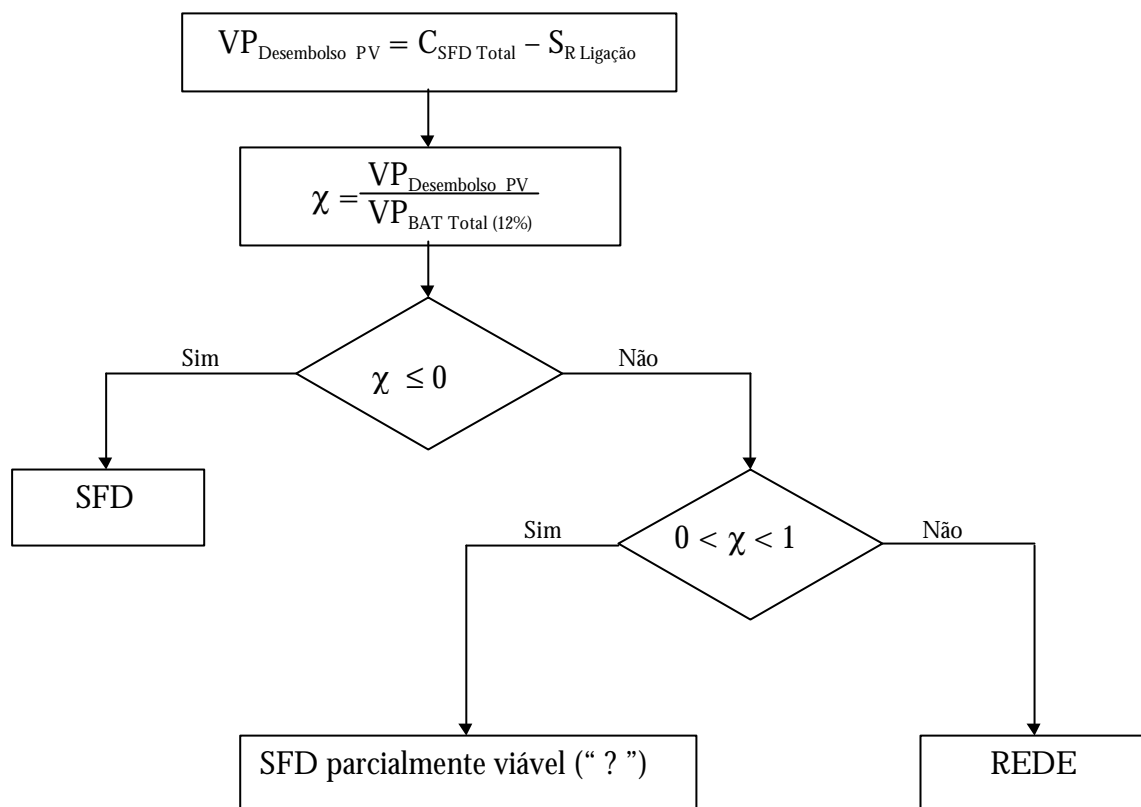
$$VP_{\text{Desembolso PV}} = \chi \times VP_{\text{BAT Total}} \quad [6.6]$$

onde:

$\chi$ :	Parcela a ser assumida pelo usuário
$VP_{\text{BAT Total}}$ :	Valor presente das baterias (1ª + reposição) para taxa de desconto de 12%aa (tabela 6.7).

A partir das expressões [6.4], [6.5] e [6.6], pode-se definir uma estratégia de decisão entre as alternativas fotovoltaica e rede de atendimento exposta através do fluxograma da figura 6.1.





**Figura 6.1:** Fluxograma auxiliar na decisão entre as alternativas rede e solar de atendimento.

Um valor de “ $\chi$ ” negativo significa um  $VP_{\text{Desembolso PV}}$  também inferior a zero, ou seja, o “consumidor fotovoltaico” teria uma quantia a receber para que o subsídio concedido ao seu atendimento fosse equivalente ao subsídio concedido a um atendimento via rede elétrica.

O SFD, neste caso, é a alternativa que exige menor esforço de financiamento e permitiria, a princípio, o atendimento de um maior número de domicílios de baixíssimo consumo com manutenção do valor global subsidiado. Além disso, este fato pode também significar a antecipação do atendimento de domicílios cuja previsão de ligação à rede seja de alguns anos.

Na eventualidade de o valor de “ $\chi$ ” recair na faixa entre 0 e 1, seria necessário ao “consumidor fotovoltaico” desembolsar “ $\chi\%$ ” do valor presente das baterias para igualar seu atendimento a um atendimento via rede em termos de subsídios.

Um “consumidor fotovoltaico” atendido nesta condição tarifária não difere de um outro, atendido via rede elétrica, do ponto de vista do montante subsidiado, daí o símbolo “?” colocado no fluxograma da figura 6.1. A escolha da alternativa de atendimento, neste caso,

deve obedecer a uma combinação do critério de prestação no atendimento e de modicidade tarifária. Por exemplo, se uma ligação à rede será possível somente em horizonte superior a alguns anos, então o SFD é a melhor alternativa.

A ocorrência de " $\chi > 1$ " indica uma necessidade de desembolso por parte do "consumidor fotovoltaico" de montante superior ao valor presente das baterias, o que inviabiliza a utilização dos SFDs.

Aplicando-se a estratégia proposta na figura 6.1, foi verificada a viabilidade da ERFD nos diversos Estados brasileiros em função do nível de serviço fotovoltaico e da disponibilidade de recurso solar. O resultado está apresentado na tabela 6.13, para preço dos módulos fotovoltaicos de R\$15/Wp e classificação do consumidor da rede como "rural agropecuário residencial monofásico ou bifásico a dois condutores".

Verifica-se na tabela 6.13 da página seguinte, por exemplo, que nos Estados do Ceará e Pernambuco, onde são praticados os menores custos de rede, o SFD não seria a alternativa escolhida para o atendimento. Em Roraima e Tocantins, ao contrário, o SFD apresenta-se como opção para todos os níveis de serviço fotovoltaico e para as diversas disponibilidades de recurso solar.

A Região Centro-Oeste apresenta-se propícia para os níveis de 5kWh/mês e de 10kWh/mês, com destaque para o Estado de Goiás, onde os três níveis de serviço fotovoltaico podem ser utilizados.

No Sudeste e no Sul, há maior oportunidade para o nível de 5kWh/mês. Atenção especial merece o Estado de Minas Gerais, onde, através da CEMIG, está sendo praticada a "pré-eficiência" com SFDs no norte do estado - Vale do Jequitinhonha, cuja irradiação solar diária média anual é de 4,5kWh/m<sup>2</sup> (UFPE,1997) no plano do módulo. Verifica-se que, para este valor de irradiação, somente é viável o nível de serviço fotovoltaico de 5kWh/mês.

**Tabela 6.13:** Proposta para a escolha da alternativa de atendimento considerando R\$15/Wp e ligação rural agropecuária residencial de consumo mínimo 30kWh/mês.

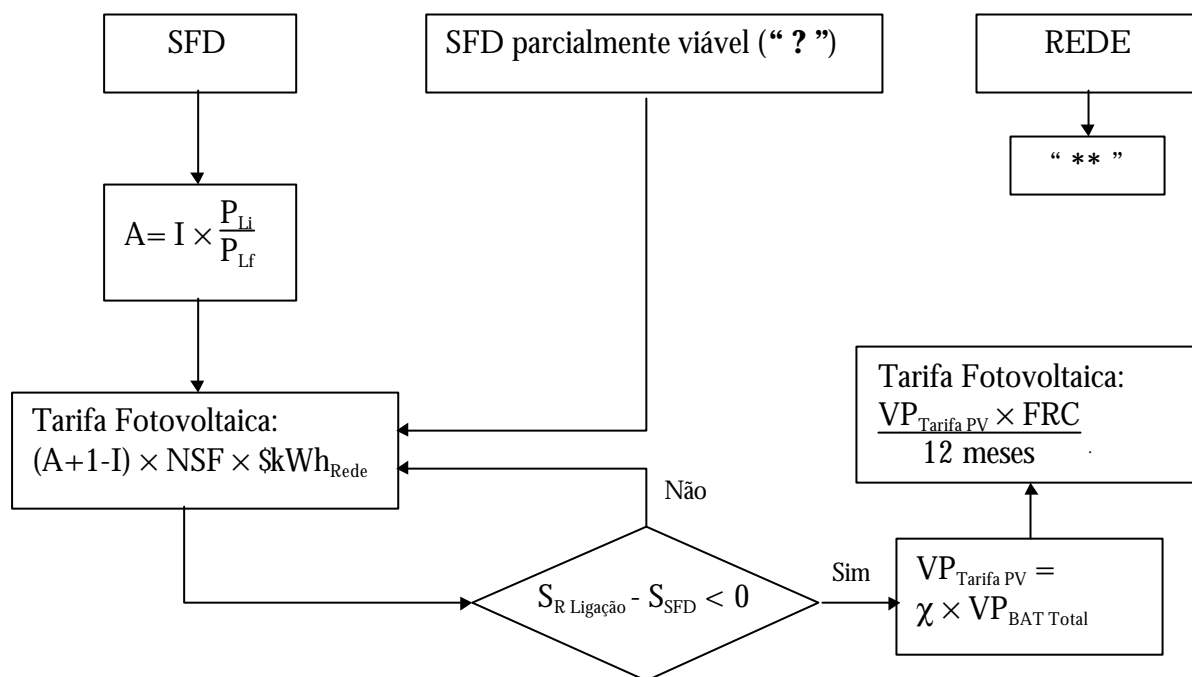
nível de serviço SFD		5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )		3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Região	Estado												
NORTE	Acre	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede
	Pará	?	?	?	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Rondônia	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede
	Roraima	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD
	Tocantins	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD
NORDESTE	Alagoas	SFD	SFD	SFD	SFD	Rede	?	?	?	Rede	Rede	Rede	Rede
	Bahia	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Ceará	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Paraíba	?	?	?	?	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Paraíba	?	?	?	?	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Pernambuco	Rede	Rede	Rede	?	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Piauí	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Rio G. Norte	?	SFD	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
Sergipe	SFD	SFD	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	
CENTRO-OESTE	Distr. Federal	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	?	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede
	Goiás	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD
	Mato Grosso	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	Rede	?	?	?
	Mato G. Sul	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	SFD	?	SFD	SFD	SFD
SUDESTE	E. Santo	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede
	Minas Gerais	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	Rio de Janeiro	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede	Rede
	São Paulo	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	?	?	Rede	Rede	Rede	Rede
SUL	Paraná	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	?	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede
	Rio G. Sul	SFD	SFD	SFD	SFD	Rede	?	?	?	Rede	Rede	Rede	Rede
	Sta Catarina	SFD	SFD	SFD	SFD	?	?	SFD	SFD	Rede	Rede	Rede	Rede

Obs.: “?” a escolha depende de decisão do agente implementador.

Em resumo, o objetivo da tabela 6.13 é fornecer um guia para a escolha da alternativa de atendimento considerados o preço do Wp e a classificação do consumidor mencionados acima. Importante ressaltar que para outros valores de preço do Wp, de custo da rede e para outra política de classificação dos domicílios rurais de baixíssimo consumo, faz-se necessária a realização de análise específica (talvez regionalizada) nos moldes da tabela 6.13.

#### 6.4.2. Tarifa Fotovoltaica

Após a verificação da aplicabilidade da solução fotovoltaica de atendimento para os vários estados brasileiros, passou-se à definição de uma estrutura para a “Tarifa Fotovoltaica” contemplando cada um dos três “níveis de serviço fotovoltaico”. O fluxograma apresentado na figura 6.2, continuação daquele da figura 6.1, resume os passos desta definição.



#### Onde:

- A: Fator de correção para levar em conta a maior eficiência energética do uso final “iluminação” nos SFDs.
- I: Parcela estimada do consumo destinada ao uso final “iluminação” (I = 0 caso queira-se desconsiderar A)
- $P_{Li}$ : Potência da lâmpada incandescente usada por consumidores da rede (W)
- $P_{Lf}$ : Potência da lâmpada fluorescente usada no SFD (W).
- NSF: Nível de serviço fotovoltaico (5, 10 ou 15 kWh/mês).
- $\$kWh_{Rede}$ : Custo do kWh fornecido pela rede para a sub-classe.
- $S_{R Ligação}$ : Subsídio do atendimento via rede (expressão [6.3]).
- $S_{SFD}$ : Subsídio de um atendimento via SFD (expressão [6.4] para  $VP_{Desembolso PV} = VP_{Tarifa PV}$ ).
- FRC: Fator de recuperação de capital do ponto de vista do agente implementador, ou seja, correspondente a uma taxa de desconto de 12%aa.

**Figura 6.2:** Método de estimativa da “Tarifa Fotovoltaica”.

O fator de correção "A" procura corrigir o consumo dedicado à iluminação em um SFD - proveniente de lâmpadas fluorescentes - para um consumo equivalente em um fornecimento via rede onde o consumidor utiliza preponderantemente lâmpadas incandescentes.

No cálculo da "Tarifa Fotovoltaica", apresentada na tabela 6.14, admitiu-se:

$P_{Li} = 60W$ : Lâmpada comumente encontrada nos domicílios rurais de baixíssimo consumo atendidos pela rede elétrica e adquirida pelo morador.

$P_{Lf} = 20W$ : Lâmpada sugerida neste trabalho para os SFDs, fornecida pelo agente implementador juntamente com a instalação elétrica do domicílio.

$I = 1$ : A determinação de "I" carece de análise mais aprofundada. Estima-se que estará na faixa entre 50% e 70%, o que implicará em "Tarifas Fotovoltaicas" de menor valor.

Portanto: Para  $I=1$ ,  $A = 3$  (obs.: para  $I=0$  e  $I=0,5$ , vide tabelas B9 e B10 do Anexo B).

**Tabela 6.14:** "Tarifa Fotovoltaica" mensal considerando R\$15/Wp e classificação do "consumidor fotovoltaico" como um rural-agropecuário-residencial (tarifa mínima 30kWh/mês) e  $I=1$ .

nível de serviço SFD		5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )		3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Região	Estado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
NORTE	Acre	1,87	1,87	1,87	1,87	7,39	3,75	3,75	3,75	**	**	**	**
	Pará	4,50	2,00	2,00	2,00	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rondônia	1,94	1,94	1,94	1,94	7,21	3,88	3,88	3,88	**	**	**	**
	Roraima	1,49	1,49	1,49	1,49	2,99	2,99	2,99	2,99	4,48	4,48	4,48	4,48
	Tocantins	1,94	1,94	1,94	1,94	3,89	3,89	3,89	3,89	5,83	5,83	5,83	5,83
NORDESTE	Alagoas	1,73	1,73	1,73	1,73	**	9,24	6,42	3,98	**	**	**	**
	Bahia	3,56	1,79	1,79	1,79	**	**	**	**	**	**	**	**
	Ceará	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	6,04	3,41	2,00	1,69	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	6,01	3,38	1,97	1,68	**	**	**	**	**	**	**	**
	Pernambuco	**	**	**	3,63	**	**	**	**	**	**	**	**
	Piauí	4,14	1,64	1,64	1,64	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio G. Norte	1,79	1,79	1,79	1,79	**	**	**	**	**	**	**	**
Sergipe	1,75	1,75	1,75	1,75	**	**	**	**	**	**	**	**	
CENTRO-OESTE	Distr. Federal	1,86	1,86	1,86	1,86	9,19	5,36	3,71	3,71	**	**	**	**
	Goiás	1,91	1,91	1,91	1,91	3,82	3,82	3,82	3,82	5,73	5,73	5,73	5,73
	Mato Grosso	2,29	2,29	2,29	2,29	4,59	4,59	4,59	4,59	**	14,29	10,07	6,88
	Mato G. Sul	2,01	2,01	2,01	2,01	4,03	4,03	4,03	4,03	6,62	6,04	6,04	6,04
SUDESTE	E. Santo	1,95	1,95	1,95	1,95	6,32	3,91	3,91	3,91	**	**	**	**
	Minas Gerais	3,34	2,10	2,10	2,10	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio de Janeiro	3,16	2,14	2,14	2,14	**	**	**	**	**	**	**	**
	São Paulo	2,07	2,07	2,07	2,07	10,80	6,97	4,16	4,15	**	**	**	**
	São Paulo	2,04	2,04	2,04	2,04	10,73	6,90	4,08	4,07	**	**	**	**
SUL	Paraná	1,74	1,74	1,74	1,74	9,59	5,76	3,48	3,48	**	**	**	**
	Rio G. Sul	2,26	2,26	2,26	2,26	**	7,64	4,82	4,53	**	**	**	**
	Rio G. Sul	2,14	2,14	2,14	2,14	**	7,39	4,57	4,28	**	**	**	**
	Sta Catarina	1,77	1,77	1,77	1,77	6,54	3,55	3,55	3,55	**	**	**	**

obs.: "\*\*" significa REDE.

Para finalizar a análise apresentada neste item 6.4.2, realizou-se uma investigação de quanto representa a “Tarifa Fotovoltaica” constante na tabela 6.14 em termos do valor total de compra e reposição das baterias.

A idéia, conforme colocado na opção de “gestão da baterias **iv.**” (página 166), é que o agente implementador coordene a compra da primeira bateria e das baterias de reposição, assuma parcialmente os custos e a diferença seja paga pelo “consumidor fotovoltaico”. Isto significa que o “consumidor fotovoltaico” deverá contribuir com uma certa percentagem do valor de cada bateria. O valor correspondente à compra da primeira bateria pode ser pago quando da instalação ou do “pedido de fornecimento”. Justamente este percentual está mostrado na tabela 6.15 a seguir.

**Tabela 6.15:** Parcela do valor das baterias a ser arcada pelo "consumidor fotovoltaico".

nível de serviço SFD		5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )		3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Região	Estado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
NORTE	Acre	30%	39%	44%	49%	67%	39%	44%	49%	**	**	**	**
	Pará	73%	42%	47%	52%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rondônia	31%	41%	45%	51%	66%	41%	45%	51%	**	**	**	**
	Roraima	24%	31%	35%	39%	27%	31%	35%	39%	28%	31%	35%	39%
	Tocantins	31%	41%	45%	51%	35%	41%	45%	51%	37%	41%	45%	51%
NORDESTE	Alagoas	28%	36%	40%	45%	**	97%	75%	52%	**	**	**	**
	Bahia	57%	38%	42%	47%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Ceará	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	97%	72%	47%	44%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	97%	71%	46%	44%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Pernambuco	**	**	**	95%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Piauí	67%	34%	38%	43%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio G. Norte	29%	38%	42%	47%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Sergipe	28%	37%	41%	46%	**	**	**	**	**	**	**	**
CENTRO-OESTE	Distr. Federal	30%	39%	43%	49%	84%	56%	43%	49%	**	**	**	**
	Goiás	31%	40%	44%	50%	35%	40%	44%	50%	36%	40%	44%	50%
	Mato Grosso	37%	48%	53%	60%	42%	48%	53%	60%	**	**	78%	60%
	Mato G. Sul	32%	42%	47%	53%	37%	42%	47%	53%	42%	42%	47%	53%
SUDESTE	E. Santo	31%	41%	45%	51%	58%	41%	45%	51%	**	**	**	**
	Minas Gerais	54%	44%	49%	55%	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio de Janeiro	51%	45%	50%	56%	**	**	**	**	**	**	**	**
	São Paulo	33%	43%	48%	54%	98%	73%	48%	54%	**	**	**	**
	São Paulo	33%	43%	47%	53%	98%	72%	48%	53%	**	**	**	**
SUL	Paraná	28%	36%	41%	46%	87%	60%	41%	46%	**	**	**	**
	Rio G. Sul	37%	47%	53%	59%	**	80%	56%	59%	**	**	**	**
	Rio G. Sul	35%	45%	50%	56%	**	77%	53%	56%	**	**	**	**
	Sta Catarina	29%	37%	41%	46%	60%	37%	41%	46%	**	**	**	**

Obs.: os valores mensais correspondentes estão na tabela 6.14.

### 6.4.3. Subsídio evitado devido à inclusão da opção ERFD de atendimento

Uma vez determinada a "Tarifa Fotovoltaica", pode-se calcular a diferença entre o subsídio concedido à rede e aquele necessário à ERFD (tabela 6.16).

**Tabela 6.16:** Diferença de subsídio ( $S_{R\text{Ligação}} - S_{SFD}$ ) por consumidor.

nível de serviço SFD		5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )		3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Região	Estado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
NORTE	Acre	1063	1308	1440	1554	0	17	280	509	**	**	**	**
	Pará	234	12	143	257	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rondônia	1086	1331	1463	1577	0	46	309	538	**	**	**	**
	Roraima	3825	4071	4202	4317	2387	2744	3007	3236	633	1102	1497	1840
	Tocantins	7087	7332	7464	7578	5690	6048	6311	6539	3979	4448	4843	5185
NORDESTE	Alagoas	520	765	897	1011	**	0	0	0	**	**	**	**
	Bahia	165	81	212	326	**	**	**	**	**	**	**	**
	Ceará	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	406	161	29	85	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	405	159	28	86	**	**	**	**	**	**	**	**
	Pernambuco	**	**	**	177	**	**	**	**	**	**	**	**
	Piauí	234	12	143	257	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio G. Norte	77	322	454	568	**	**	**	**	**	**	**	**
Sergipe	108	354	485	600	**	**	**	**	**	**	**	**	
CENTRO-OESTE	Distr. Federal	893	1139	1270	1384	0	0	109	337	**	**	**	**
	Goiás	4116	4362	4494	4608	2717	3074	3337	3566	1002	1471	1866	2208
	Mato Grosso	1881	2127	2258	2372	517	875	1138	1366	**	0	0	45
	Mato G. Sul	3041	3287	3418	3532	1651	2008	2272	2500	0	415	810	1152
SUDESTE	E. Santo	1170	1416	1547	1661	0	132	395	623	**	**	**	**
	Minas Gerais	117	129	261	375	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio de Janeiro	95	151	282	396	**	**	**	**	**	**	**	**
	São Paulo	763	1009	1140	1254	0	0	0	228	**	**	**	**
	São Paulo	767	1012	1144	1258	0	0	0	228	**	**	**	**
SUL	Paraná	845	1091	1223	1337	0	0	50	279	**	**	**	**
	Rio G. Sul	719	965	1096	1210	**	0	0	201	**	**	**	**
	Rio G. Sul	730	976	1108	1222	**	0	0	201	**	**	**	**
	Sta Catarina	1133	1379	1511	1625	0	78	342	570	**	**	**	**

obs.: "\*\*" significa REDE

Os dados expostos na tabela 6.16 podem ser auxiliares da escolha da alternativa de atendimento. O agente implementador, a partir de análise de seu mercado não atendido, pode definir um nível de subsídio evitado aceitável sob seu ponto de vista (ou sob o ponto de vista da ANEEL). Por exemplo, poderia considerar que a ERFD somente seria adotada caso o subsídio evitado fosse maior do que R\$300/SFD. Neste caso, 23% dos SFDs considerados

como melhor alternativa de atendimento segundo o critério aqui proposto seriam preteridos a favor de uma ligação à rede elétrica.

O subsídio evitado fornece também elementos para a definição da estratégia de atendimento em um contexto de universalização obrigatória do serviço de energia elétrica. Neste sentido, a Lei nº 10.438, ao ser instituída, definiu, em seu artigo 14 a diretriz para o atendimento:

**Art. 14.** *No estabelecimento das metas de universalização do uso da energia elétrica, a ANEEL fixará, para cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica:*

*I - áreas, progressivamente crescentes, em torno das redes de distribuição, no interior das quais a ligação ou aumento de carga de consumidores deverá ser atendida sem ônus de qualquer espécie para o solicitante;*

*II - áreas, progressivamente decrescentes, no interior das quais a ligação de novos consumidores poderá ser diferida pela concessionária ou permissionária para horizontes temporais pré-estabelecidos pela ANEEL, quando os solicitantes do serviço serão então atendidos sem ônus de qualquer espécie.”*

A adoção da ERFD<sup>112</sup> pode significar que os domicílios de consumo inferior a 30kWh/mês pertencentes às “Áreas II” têm a possibilidade de serem atendidos em um horizonte temporal diminuído devido ao menor esforço de financiamento. Ainda, os domicílios não atendidos e localizados em uma “Área I” podem colocar junto à concessionária ou permissionária um “Pedido de Fornecimento”<sup>113</sup> via rede e, caso encontrem dificuldade, exigir a “pré-eletrificação” com um SFD.

## **6.5. Exemplo de aplicação**

Com o intuito de conduzir o leitor através dos números, tabelas e critérios propostos nos itens anteriores, tomou-se como exemplo uma das regiões estudadas no capítulo 2: Programa “Luz do Sol” em Alagoas.

Para o sertão do Estado de Alagoas, onde estão concentrados os domicílios não eletrificados do estado, estima-se um valor de irradiação no plano do módulo de 5,0kWh/m<sup>2</sup>. Através do diagrama de blocos colocado na figura 6.3, pode-se verificar os possíveis níveis de serviço fotovoltaico e as “tarifas fotovoltaicas” correspondentes, caso a ERFD seja incluída no rol das

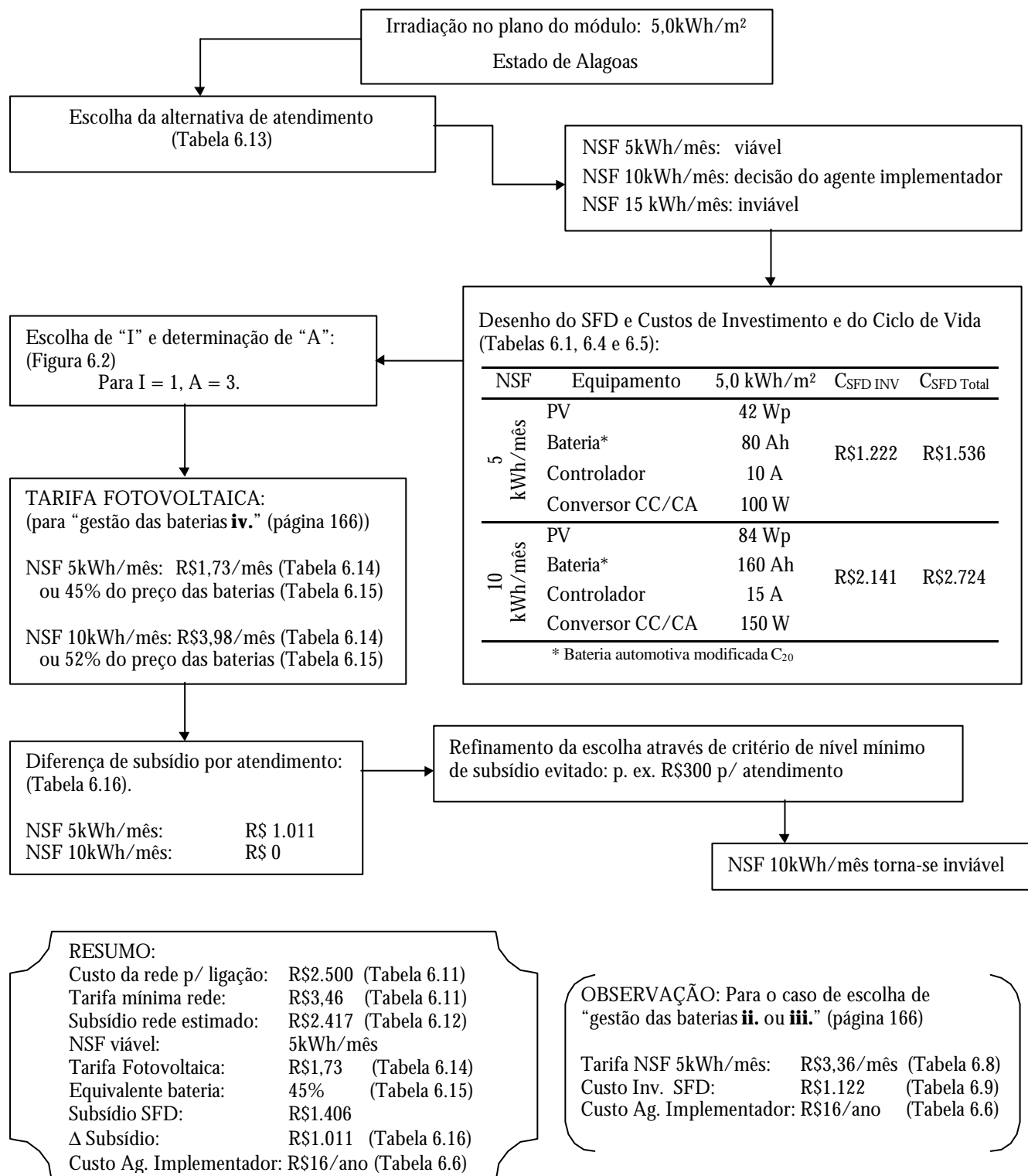
---

<sup>112</sup> Segundo procedimento estabelecido para a realização da tabela 6.13 e completado pela informação constante na tabela 6.15

<sup>113</sup> Resolução nº 456 - "Pedido de Fornecimento: ato voluntário do interessado que solicita ser atendido pela concessionária ou permissionária no que tange à prestação de serviço público de fornecimento de energia elétrica, vinculando-se às condições regulamentares dos contratos respectivos."



opções de atendimento de domicílios rurais de consumo mensal inferior a 30kWh/mês e ligação monofásica ou bifásica a dois condutores. Pelo desenho atual do programa “Luz do Sol”, os SFDs instalados fornecem cerca de 5kWh/mês e o aluguel é de R\$13,50/mês.



**Figura 6.3:** Exemplo de aplicação da metodologia de escolha da alternativa de atendimento e definição tarifária para o Estado de Alagoas.

## **PROCEDIMENTOS PARA A ERFD NO BRASIL**

Nos capítulos anteriores foram trabalhados os diversos aspectos que, oriundos da observação de experiências de campo, podem contribuir para o sucesso de programas de eletrificação rural fotovoltaica domiciliar, considerando o atual cenário brasileiro de atendimento elétrico rural:

- identificação realista da demanda mensal de um potencial “consumidor fotovoltaico” e de “níveis de serviço fotovoltaico”,
- proposição de relações adequadas de consumo, geração e acumulação em SFDs,
- definição de configurações que visam a maximização dos uso finais da energia elétrica gerada pelo SFD e a criação física de um “padrão de entrada fotovoltaico” à semelhança do “padrão de entrada” da rede,
- análise das características técnicas desejáveis para os equipamentos que compõem o SFD e colocação de procedimentos auxiliares ao seu controle de qualidade (preferencialmente incluso já no processo de compra),
- discussão acerca dos requisitos do mecanismo de gestão e operação dos programas de ERFD e proposta de uma estratégia de manutenção que aproveita o “padrão de entrada fotovoltaico” para definir o “ponto de entrega fotovoltaico” e repartir a responsabilidade pela continuidade do serviço entre o “consumidor fotovoltaico” e o “agente implementador”,
- análise da implicação financeira para o “consumidor fotovoltaico” e para o “agente implementador” da assunção das responsabilidades de manutenção mencionadas (com enfoque na “gestão das baterias”), proposta de um critério de escolha entre as alternativas rede e fotovoltaica de atendimento, baseado na equiparação do subsídio alocado e definição de uma “Tarifa Fotovoltaica” e de seu método de cálculo.

Procurou-se extrair de cada um dos aspectos um procedimento para auxiliar a implantação sustentável da ERFD e, ao mesmo tempo, possibilitar sua incorporação no cenário regulatório do serviço de energia elétrica no Brasil.

Secundando a definição dos procedimentos, esteve presente o fato de que um processo de disseminação dos SFDs em termos meramente comerciais atingirá somente uma pequena parcela “abastada” da população rural sem acesso à eletricidade, além de não oferecer segurança quanto à continuidade do fornecimento de energia elétrica. Existe, portanto, a necessidade de subsidiar o atendimento elétrico rural e de envolver um “agente implementador” apto a assumir responsabilidades técnicas e administrativas de longo prazo, credenciado para a procura e distribuição do subsídio, além de financeira e tecnicamente robusto para corrigir desvios e problemas que surjam no percurso.

Para a distribuição de energia elétrica convencional, as empresas concessionárias de distribuição exercem o papel de agente implementador. No entanto, “a separação entre poder concedente, regulador e operador de serviços de utilidade pública, vigente no Brasil, através do processo de privatização das empresas estatais”, exacerba a contradição do modelo em relação ao atendimento elétrico rural, “pois o desenho de tarifas e a alocação de investimentos, se efetuados pelas firmas privadas concessionárias dos serviços, passam a atender ao objetivo de maximização de lucros, diferentemente dos objetivos de maximização de bem-estar ou patrimônio político” (IPEA, 1998). Em economias marcadas por disparidades acentuadas, como o caso do Brasil, o setor privado inclina-se em atender, preferencialmente (em termos de quantidade e, especialmente, qualidade), as exigências de setores de renda relativamente alta. A resposta do setor privado também pode ser geograficamente desequilibrada, com um nível de prestação de serviços insatisfatório em cidades pequenas, em periferias, em zonas rurais ou comunidades isoladas onde, devido à economia de escala desfavorável, tais iniciativas não são lucrativas (SANTOS *et alli*, 1999).

Por esses motivos, e para preencher as lacunas de atendimento herdadas do modelo estatal, o cenário reestruturado do setor elétrico brasileiro introduz demandas inéditas para os formuladores de política econômica e urge a necessidade de construir um aparato regulatório que permita à sociedade forçar ou induzir os concessionários à persecução dos objetivos sociais.

Os contratos de concessão do serviço público de eletricidade seriam o instrumento natural para este fim, mas, embora conste cláusula colocando como encargo obrigatório da concessionária o atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais<sup>114</sup> a realização deste

---

<sup>114</sup> Cláusula Quinta “Encargos da Concessionária” dos contratos de concessão. Não consta esta cláusula nos contratos da ESCELSA do Espírito Santos, da LIGHT e CERJ do Rio de Janeiro (OLIVEIRA, 2001).

objetivo está mais sujeita à disposição do concessionário do que a uma ação regulatória do poder concedente, através da ANEEL. As razões que explicam tal fato estão além do escopo deste trabalho, mas adianta-se que estão ligadas ao regime de informação imperfeita e às assimetrias de informação entre regulador e regulado, que impedem que a regulação, que, teoricamente, deveria trazer a empresa em questão para uma situação de concorrência plena, garanta alocação ótima de recursos, do ponto de vista da sociedade e restrinja a extração de renda monopolística de uma empresa atuando em situação de monopólio natural em um mercado não contestável<sup>115</sup> (SANTOS e SANTOS, 1999).

Dada a percepção de que os contratos de concessão não constituem instrumento suficiente para induzir os concessionários à perseguição dos objetivos sociais, a ANEEL lançou, em setembro de 2000, a Minuta de Resolução ANEEL – AP 006/2000, cuja meta era estabelecer as responsabilidades do concessionário e permissionário quanto à universalização da prestação do serviço público de eletricidade. Esta Minuta de Resolução passou por uma Audiência Pública em 26/10/2000, mas não houve acordo para sua aprovação.

A mais recente ação no sentido de regulamentar a universalização do atendimento foi a aprovação da Lei 10.438, que, embora trate principalmente de aspectos oriundos da forte crise brasileira de oferta de energia elétrica, teve incluída em seu corpo a criação de dispositivos legais de promoção do acesso universal: criação da Conta de Desenvolvimento Energético, orientação e método para o estabelecimento das metas de universalização pela ANEEL, possibilidade de outorga para permissões de serviço público de energia elétrica em áreas já concedidas, com abertura para fontes “não convencionais” (solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas).

Dentro deste cenário e retomando as características desejáveis de um “agente implementador” da ERFD, vê-se que o papel será preferencialmente exercido pelas próprias concessionárias de distribuição, por um seu agente delegado<sup>116</sup>, ou ainda por uma permissionária, no caso de desinteresse da concessionária por uma região dentro de sua área de concessão. Em qualquer dos casos, supõe-se que o fornecedor de serviço público de eletricidade deverá estar sujeito à ação regulatória e fiscalizadora da ANEEL, ou da agência reguladora estadual, onde for pertinente.

---

<sup>115</sup> Um mercado é dito completamente contestável quando 1) inexistem barreiras do tipo institucional à entrada de novos concorrentes, 2) inexistem barreiras à saída (*sunk costs*), ou seja, uma empresa pode se desfazer de seus investimentos a custo zero e 3) impossibilidade de o monopolista praticar preços predatórios (BAUMOL *et alli*, 1982).

<sup>116</sup> A legislação ainda não prevê a figura do agente delegado.

Mediante um “pedido de fornecimento”, os domicílios de expectativa de consumo inferior a 30kWh/mês pertencentes às “Áreas II” (Art. 14, Lei 10.438), “no interior das quais a ligação de novos consumidores poderá ser diferida para horizontes temporais pré-estabelecidos pela ANEEL”, têm a possibilidade de serem atendidos em um horizonte temporal diminuído, devido ao menor esforço de financiamento (sob as condições colocadas no capítulo 6) proporcionado pela utilização racional da ERFD. Ainda, os domicílios não atendidos e localizados em uma “Área I”(Art. 14, Lei 10.438) podem também colocar junto à concessionária ou permissionária um “pedido de fornecimento” via rede e, caso encontrem dificuldade, exigir a “pré-eletrificação” com um SFD.

O “pedido de fornecimento” partindo de domicílios rurais cuja expectativa de demanda seja inferior a 30kWh/mês define o início do processo de mobilização dos futuros usuários e de implementação da ERFD. O “agente implementador” verifica, para a região de origem do pedido, quais são os “níveis de serviço fotovoltaico – NSF ” (5kWh/mês, 10kWh/mês e/ou 15kWh/mês, estipulados no capítulo 3) e qual a situação quanto a um possível atendimento deste domicílio via rede.

Esta verificação da viabilidade dos NSF estará baseada no custo médio de atendimento via rede, na tarifa mínima praticada, no recurso solar, no preço do Wp fotovoltaico, no custo do ciclo de vida de um SFD, na equiparação de subsídio entre as diferentes alternativas de atendimento e no nível de subsídio evitado, adotado pelo “agente implementador” (capítulo 6). Um “pedido de fornecimento” que resulte em atendimento com SFDs engloba, além do cadastro formal, a informação ao usuário (agora classificado como “consumidor fotovoltaico”) quanto às características do equipamento, às tarefas de manutenção que serão de sua responsabilidade e à forma prevista para pagamento pelo serviço.

Neste ponto o “agente implementador” deve também decidir (juntamente com os futuros “consumidores fotovoltaicos”) sobre a configuração adequada para os SFDs (em função dos “NSF”): “tradicional” ou “flexibilizada” conforme figuras 4.1 e 4.2 e segundo considerações colocadas no capítulo 4.

As duas configurações de SFDs propostas nas figuras 4.1 e 4.2 visam, além de maximizar os usos finais da energia elétrica gerada, uma normalização da prática de instalações e a definição, através da inclusão de um “padrão de entrada”, da responsabilidade sobre os equipamentos entre agente implementador e “consumidor fotovoltaico”, ou seja, o “ponto de entrega” de um fornecimento com SFD ou “ponto de entrega fotovoltaico”.

O padrão de entrada (figuras 4.1 e 4.2) define o limite de propriedade do agente implementador e estipula, portanto, como de sua responsabilidade o equipamento de geração, o controlador, o medidor de Ah<sup>117</sup> e, eventualmente, o conversor CC/CA. A princípio, de total responsabilidade do usuário são os reatores, lâmpadas e os fusíveis, que, necessariamente, têm de ser comercializados no mercado de proximidade das comunidades atendidas com SFDs. Para tanto, espera-se do “agente implementador” atitudes no sentido de fomentar esta comercialização (capítulo 5).

O banco de baterias fica a cargo parcial ou integral do “consumidor fotovoltaico”, conforme o regime tarifário adotado para o programa de ERFD, segundo as seguintes possibilidades consideradas<sup>118</sup>:

- ii. O agente implementador coordena a compra da primeira bateria e das baterias de reposição e instala a primeira bateria. O custo, no entanto, é assumido pelo “consumidor fotovoltaico”, ou seja, ele paga a primeira bateria no ato da instalação do SFD e depois se responsabiliza pela sua troca a cada 3 anos. Os valores em negrito expressos na tabela 7.1 resumem o valor mensal assumido por um “consumidor fotovoltaico” neste caso.

**Tabela 7.1:** Valor mensal assumido pelo “consumidor fotovoltaico” (gestão das baterias “ii” e “iii”).

Custo (R\$)	5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
<i>kWh/m<sup>2</sup></i>												
CMCV Rep. Bateria	4,41	3,33	3,00	2,67	7,76	6,75	6,08	5,40	11,14	10,12	9,11	8,10
<b>CMCV Bat. Total</b>	<b>5,47</b>	<b>4,20</b>	<b>3,79</b>	<b>3,36</b>	<b>9,68</b>	<b>8,41</b>	<b>7,57</b>	<b>6,73</b>	<b>13,88</b>	<b>12,61</b>	<b>11,36</b>	<b>10,09</b>

- iii. O agente implementador coordena a compra da primeira bateria e não se envolve no processo de reposição, pois considera impossível assumir o controle sobre a compra das baterias de reposição e sobre sua comercialização através de representantes locais. Há duas possibilidades neste caso:

<sup>117</sup> A introdução do medidor de Ah visa fornecer ao “consumidor fotovoltaico” uma forma de gerenciar seu consumo e ao agente implementador um instrumento de controle do uso do SFD.

<sup>118</sup> A possibilidade de “gestão das baterias i”, colocada na página 166, não foi considerada para análise, pois resulta em serviço gratuito ou doação.

1. Valor da primeira bateria cobrado do "consumidor fotovoltaico". O custo de investimento assumido pelo "agente implementador" é diminuído deste valor (tabela 6.9) e o desembolso mensal equivalente do "consumidor fotovoltaico" está expresso na linha "CMCV Bat. Total" da tabela 7.1.
2. Custo da primeira bateria assumido pelo "agente implementador". O custo de investimento expresso pela tabela 6.4 e desembolso do "consumidor fotovoltaico" apresentado na linha "CMCV Rep. Bateria" da mesma tabela 7.1

A diferença entre a opção **ii.** e **iii.** reside na não participação, nesta última, do agente implementador no controle de qualidade e no processo de compra das baterias de reposição e, portanto, na não observação de todos os condicionantes colocados anteriormente para a escolha da estratégia de reposição das baterias. No entanto, é importante destacar que esta opção oferece a possibilidade de praticamente anular o custo de operação e manutenção arcado pelo agente implementador.

- iv.** O "agente implementador" coordena a compra da primeira bateria e das baterias de reposição, assume parcialmente os custos e a diferença é paga pelo "consumidor fotovoltaico". Esta opção foi trabalhada no capítulo 6 de forma a estabelecer uma metodologia de cálculo de uma "Tarifa Fotovoltaica" a ser praticada pelo "agente implementador" no fornecimento do "serviço fotovoltaico de energia elétrica". O resultado pode ser conferido na tabela 6.14.

A "tarifa fotovoltaica" pode ser cobrada através de fatura mensal ou através da cobrança, pelo "agente implementador", das percentagens do valor da bateria indicadas na tabela 6.15, quando do evento trianual de troca. Neste último caso, o "consumidor fotovoltaico" traria a bateria "morta" até um ponto de troca<sup>119</sup> indicado pelo "agente implementador", pagaria a percentagem equivalente à tarifa e levaria a bateria nova para instalação em seu SFD. Esta estratégia desonera o "agente implementador" do custo de transporte e pessoal relativo à troca *in loco* das baterias e do custo de emissão de faturas.

---

<sup>119</sup> Por exemplo, o escritório regional do agente implementador ou distribuidor de bateria e/ou materiais elétricos credenciado por ele.

Para tanto, o “consumidor fotovoltaico” deve ser instruído de forma a ser capaz de realizar a troca da bateria. Prevê-se que esta instrução seja realizada paralelamente ao “pedido de fornecimento” e reforçada durante a instalação dos equipamentos.

O evento de “morte” anormal da bateria, ocorrida em intervalo inferior a 3 anos, exigirá acionamento da cláusula de garantia do contrato de compra caso seja identificada situação de falha no equipamento devido a defeito de fabricação. Caso contrário, o “agente implementador” deverá apelar para o pessoal responsável pelo campo para determinar qual das seguintes possibilidades ocorreu:

- mal uso do SFD, com retirada da bateria do SFD para outra finalidade,
- mal funcionamento do controlador de carga,
- desequilíbrio acentuado entre a capacidade de geração e o consumo efetivo, cuja identificação é possível devido à presença do medidor de Ah.

Cabe ainda dizer que, extremamente necessária ao sucesso da estratégia de implementação, é a observação dos requisitos técnicos dos SFDs, tais como simplicidade, dimensionamento adequado (capítulo 3) e adoção dos procedimentos de controle de qualidade dos equipamentos durante o processo de compra, colocados no capítulo 4. Sem isto não há possibilidade de conduzir um programa de ERFD de sucesso, pois aumenta o índice de falhas e de interrupção no serviço, onera o agente implementador e insatisfaz o “consumidor fotovoltaico”.

Também merece atenção especial o tipo de capacitação a ser ministrada aos interlocutores do agente implementador junto aos “consumidores fotovoltaicos” (p. ex. agentes de mobilização, instaladores e profissionais de campo). Tipicamente, estes interlocutores recebem informações e treinamento sobre o funcionamento dos SFDs, técnicas de instalação, limitações quanto aos usos finais e noções gerais sobre a operação do projeto e a futura forma de pagamento. No entanto, além do treinamento tecnológico, a capacitação de um interlocutor deve incluir a qualidade de se fazer entender em situações de comunicação com as comunidades rurais e noções sobre o respeito à diversidade cultural. Ou seja, o processo de preparação dos agentes de campo de um programa de ERFD pode ser visto como uma sensibilização para as características da tecnologia e do meio onde ela irá operar e para a interface necessária desta tecnologia com o usuário.



Na realidade, a situação ideal seria a sensibilização de todos os profissionais envolvidos com a implementação da ERFD ao menos para:

- as características reais do mercado a ser atendido, abrindo mão, sobretudo, dos paradigmas urbanos de avaliação das necessidades e prioridades da população rural de baixíssima renda,
- as inefectíveis falhas em equipamentos caso o dimensionamento dos SFDs não esteja calcado em estimativa realista de consumo, as verificações de qualidade durante o processo de compra não sejam feitas e as instalações não obedeçam a um padrão mínimo de qualidade,
- os limites de fornecimento dos SFDs e para a urgência de adoção de critérios de escolha da alternativa de atendimento que evitem a aplicação do SFD quando um fornecimento via rede seria o mais adequado (em quantidade e qualidade da energia fornecida),
- a real disponibilidade a pagar do "consumidor fotovoltaico" que é tradicionalmente estimada pela despesa energética evitada, mas que estará sobretudo ditada pela capacidade real de pagamento da família (renda monetária diminuída de despesas imprescindíveis) e pela tarifa mínima praticada pela rede elétrica,
- o fato de que SFD instalado não é obrigação cumprida. Serviço de energia elétrica implica em continuidade e, caso medidas neste sentido não sejam tomadas e o agente implementador não tenha comprometimento de longo prazo, o programa de ERFD não terá sucesso.

Como comentário final aos "Procedimentos para a ERFD no Brasil" coloca-se que não é adequado adotar a mesma estratégia de implementação de programas de ERFD em todo o território nacional. Os procedimentos colocados neste trabalho de tese procuram padronizar o que se julgou possível (dimensionamento em função dos NSF, configuração e instalação, características desejáveis dos equipamentos, controle de qualidade agregado ao processo de compra, oportunidades de enquadramento no arcabouço regulatório do setor) e colocar opções de escolha de forma a oferecer a oportunidade de regionalização e adaptação ao perfil do "agente implementador" e dos "consumidores fotovoltaicos".

## **CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES**

A “Eletrificação Rural Fotovoltaica Domiciliar” tem sido bastante comentada como uma opção de atendimento elétrico de populações rurais impossibilitadas - em prazo razoável - de ter acesso ao serviço prestado pela rede elétrica. Diversas iniciativas da ordem de algumas centenas de SFDs instalados tiveram lugar no Brasil, mas nenhuma apresentou grau de sucesso satisfatório de forma a se poder incluir a ERFD no planejamento do serviço elétrico rural.

Os esforços para superar as barreiras ao sucesso da ERFD estão geralmente centrados na obtenção de formas (inovadoras) de financiar o custo de investimento dos projetos e na adoção de métodos de cobrança que visam amortizar parte (ou o todo) do investimento inicial e diminuir a possibilidade de inadimplência.

A questão financeira dos projetos é, sem dúvida, uma das condições para que se possa implantar a ERFD. No entanto, apesar de não serem corriqueiramente apontados como importante barreira à sustentabilidade de programas de ERFD, a falha sistemática em alguns equipamentos, o dimensionamento inadequado, a restrição excessiva em relação aos usos finais e as instalações de má qualidade contribuem em primeira mão para as dificuldades enfrentadas pela ERFD.

Após os quesitos relativos à qualidade técnica do projeto e à adaptação da solução tecnológica às necessidades reais do usuário, o nível de desembolso periódico surge como potencial ponto de ruptura da sustentabilidade de um projeto. Caso o usuário de SFD tenha de desembolsar valor muito superior à sua capacidade real de pagamento, ou muito diferente da tarifa mínima praticada pela rede, ele se considerará em situação de desigualdade e usará desse (justo) argumento para suspender os pagamentos. Esta situação torna-se mais acentuada quando problemas técnicos impedem o SFD de prestar serviço adequado.

Portanto, a procura por formas e condições de financiamento deve, idealmente, partir do princípio que o desembolso resultante ao usuário de SFDs seja compatível com a tarifa mínima da rede elétrica. Este posicionamento não é somente justificável do ponto de vista do usuário, conforme constatado durante os trabalhos de campo; ele responde também ao quesito de equidade entre todos os brasileiros perante os serviços públicos, garantido pela “Constituição Federal do Brasil” de 1988.

Dos programas de ERFD analisados, aqueles que centraram sua elaboração na busca de financiamento com amortização do investimento enfrentam sérias dificuldades:

- A JV Shell-Eskom, com o intuito de se tornar uma operação rentável e diminuir o risco do investimento, introduziu os dispositivos de segurança e de pré-pagamento, que estão na origem dos problemas enfrentados. Além disto, o valor do cartão de pré-pagamento é considerado alto tanto pelos “usuários” quanto pelos profissionais de campo da JV.
- O programa “Luz do Sol”, em Alagoas, buscou financiamento facilitado junto ao BN e criou a figura do microempresário locador de SFDs, mas desatentou para o fato de que a qualidade técnica dos equipamentos e instalações era sofrível (devido à conjuntura na qual se desenvolveu o programa – vide capítulo 2). Além disto, não havia esquema de manutenção de longo prazo e o nível de desembolso estava acima do que a maioria dos “locadores” poderiam realmente pagar.
- A COPEL adotou uma concepção equivocada de ERFD. Os CFCB acenam com a virtude de anular a inadimplência - pois a energia elétrica que será consumida é paga antecipadamente a cada recarga da bateria (uma forma de pré-pagamento) - e de fomentar a criação de uma microempresa de venda de serviço de eletricidade. No entanto, o CFCB acaba resultando mais caro para o usuário do que um SFD, além de implicar em transporte periódico de uma bateria de 25-30 kg e abrir espaço para conflitos (vide capítulo 2).
- O programa “ECOWATT”, da CESP, imaginou que poderia amortizar todo o investimento e ainda impor aos usuários a despesa de compra de lâmpadas e baterias. O desembolso resultou alto e, aliado às falhas técnicas em equipamentos, aos equipamentos inadequados, ao dimensionamento equivocado e às instalações mal feitas, inviabilizou o programa.

Em contrapartida, toda vez que um programa levou em consideração alguns quesitos técnicos, procurou incorporar a realidade de campo e/ou aproximou-se dos futuros usuários, os SFDs apresentaram melhor chance de funcionamento:

- Os profissionais da JV Shell-Eskom reconheceram os problemas do modelo original de implementação e passaram a fazer modificações no sentido de adaptá-lo às circunstâncias reais da região, dos agentes envolvidos e dos usuários. Não há, no entanto, expectativa de expansão do programa, caso não seja negociado subsídio governamental.
- O “Luz do Sol”, enquanto durou o “fôlego” do agente implementador, conseguiu estabelecer a comunicação necessária com os usuários e sanar problemas urgentes.

- A CEMIG atentou principalmente para a qualidade dos SFDs instalados e preocupou-se em adequar o nível de desembolso dos usuários dos SFDs com as tarifas praticadas pela concessionária. Os SFDs instalados funcionam bem e as falhas não são de difícil solução (principalmente reatores e lâmpadas), embora tenha havido muita demora em definir o responsável pelos reparos, o que trouxe impacto perceptível no grau de satisfação do usuário. Além disto, a persistência da indefinição quanto à estratégia de cobrança após alguns meses da instalação dos SFDs desmobilizou os usuários de SFDs da necessidade de pagamento.

Percebe-se que a adoção de atitudes visando adequar o modelo de implementação às condições reais do campo e estreitar a relação com o usuário do SFD permitem aos programas aumentarem suas chances de sucesso. No entanto, existe a carência de um “fio condutor” que oriente a prática da ERFD no Brasil, de forma a evitar experimentações desnecessárias (e, por vezes, desastrosas), garantir a qualidade e continuidade do fornecimento e possibilitar sua inserção formal no setor elétrico convencional (com a vantagem de se poder aderir aos mecanismos de financiamento e de subsídios previstos na legislação).

Este “fio condutor” traduziu-se num conjunto de “Procedimentos para a ERFD no Brasil”, que, para ser representativo e consistente, foi construído a partir de problemas detectados através de observações de campo e procura oferecer aos agentes envolvidos nos programas, formas de atuação que minimizem ameaças à sustentabilidade.

As contribuições à formação do conjunto de procedimentos são extraídas de forma crescente, à medida que se percorre o texto deste trabalho de tese. Isto é, os resultados de um capítulo são introdutórios para o capítulo seguinte.

Foram primeiramente realizadas análises detalhadas de cinco programas de ERFD, organizadas em: antecedentes e contexto, processo de introdução da ERFD, adaptação da solução tecnológica, modelo de gestão e operação, funcionamento financeiro e nível de subsídio e, por fim, a adequação do valor do desembolso às expectativas do usuário. Destas análises, surgiram os pontos a serem considerados na construção dos procedimentos:

- consumo esperado de um usuário a ser atendido com SFD, em kWh/mês (para aproximar do padrão de medição da rede elétrica),
- existência de classes de consumo,
- relação adequada entre geração, consumo e acumulação,
- padronização, simplicidade e flexibilidade das configurações dos SFDs,

- controle de qualidade dos equipamentos e instalações de SFDs,
- necessidade de introdução de um limite de propriedade dos equipamentos entre usuário e agente implementador, de forma a estabelecer responsabilidades de manutenção,
- forma de gestão e operação do programa que diminuísse os custos arcados pelo “agente implementador”,
- forma de cobrança que incorporasse a especificidade do serviço com SFD e que resultasse em nível de desembolso considerado razoável,
- nível de subsídio necessário para garantir o desembolso razoável, considerando tanto a equidade no valor do acesso a um serviço definido como público, quanto o sinal tarifário da rede elétrica, percebido pelos usuários de SFDs,
- criação ou adaptação de conceitos dentro da ERFD, que auxiliassem sua interpretação através do (e sua inclusão no) marco regulatório do setor, principalmente nos itens relacionados ao fornecimento de energia elétrica e à universalização do atendimento.

O tratamento dos pontos identificados trouxe as seguintes contribuições<sup>121</sup>:

- Identificação de três níveis de serviço fotovoltaico: 5kWh/mês, 10kWh/mês e 15kWh/mês.
- Proposta de duas configurações de SFDs prevendo a definição física do padrão de entrada fotovoltaico e a inclusão de um medidor de Ah para possibilitar ao consumidor fotovoltaico o controle de seu consumo e, ao agente implementador, um instrumento de verificação do uso do SFD.
- Definição das características técnicas desejáveis para os equipamentos e instalações de SFDs e proposta de procedimentos auxiliares no controle de qualidade.
- Definição do ponto de entrega fotovoltaico e repartição de responsabilidades de manutenção entre agente implementador e consumidor fotovoltaico. O consumidor fotovoltaico assume integralmente a troca de reatores, lâmpadas, fusíveis e interruptores. O agente implementador assume a manutenção dos equipamentos integrantes do padrão

---

<sup>121</sup> As expressões sublinhadas são conceitos criados para facilitar a inserção formal da ERFD no setor convencional.

de entrada (controlador, medidor de Ah e, eventualmente, conversor CC/CA), do circuito entre a geração e o padrão de entrada e do(s) módulo(s) e sua estrutura de sustentação.

A responsabilidade financeira sobre a troca das baterias é assumida em parte ou no todo pelo consumidor fotovoltaico, conforme o regime tarifário escolhido para o programa. O procedimento de manutenção proposto prevê que o consumidor fotovoltaico faça o transporte da bateria “morta” até um ponto de troca determinado pelo agente implementador e leve e instale a bateria “nova” em seu domicílio.

- Definição de uma metodologia de cálculo de tarifa fotovoltaica, considerando equiparação do subsídio concedido à ERFD ao de consumidores da rede, enquadrados na primeira classe de consumo (0-30kWh/mês) como rural-agropecuário-residencial (ligação monofásica ou bifásica a dois fios). Também foi proposta uma forma de cobrança baseada no valor das baterias, que evita a emissão de faturas ou outro sistema de pagamento.

Além destas contribuições, procurou-se ao longo do trabalho ressaltar a relação entre a ERFD e a recente legislação relativa à universalização do atendimento, apontando questões a serem consideradas antes de se discutir a inclusão da opção solar fotovoltaica no planejamento do atendimento elétrico rural. Espera-se que os “Procedimentos para a ERFD no Brasil” ajudem a fazer funcionar a ERFD e diminuir o (justificado) ceticismo a seu respeito, possibilitando a antecipação do acesso à eletricidade a domicílios excluídos de outra opção de atendimento em prazo razoável.

Para finalizar, colocam-se dois temas que podem ser aprofundados em trabalhos futuros sobre a regulamentação da universalização do atendimento com incorporação da opção solar fotovoltaica de atendimento:

1. Segundo a regulamentação em curso, o atendimento antecipado de consumidores pertencentes às “Áreas II” (definidas na Lei 10.438) será feito mediante financiamento, em parte ou no todo, das obras necessárias. Mesmo que o valor do financiamento seja restituído após carência de prazo igual ao que seria necessário para obter sua ligação sem ônus (caso de consumidores pertencentes à “Áreas I”), um domicílio de baixa renda (tipicamente inferior a 1 salário mínimo mensal), com expectativa de consumo inferior a 30kWh/mês, dificilmente estaria apto a arcar com os encargos de um financiamento. Como resolver o impasse?

2. Haverá a necessidade de definir o “serviço fotovoltaico de energia elétrica” (quantidade e qualidade) para fins de contabilização nas metas de atendimento e discutir se, no longo prazo, um atendimento com SFD poderia ser considerado definitivo dentro do objetivo de universalização ou se seria tomado como uma “pré-eletrificação”. Acredita-se que os aspectos discutidos, analisados e propostos neste trabalho de tese sejam uma contribuição a este tema.

## **ARTIGOS DA LEI 10.438 PERTINENTES À UNIVERSALIZAÇÃO DO ATENDIMENTO**

### **1.1. Conta de Desenvolvimento Energético**

“**Art. 13.** Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional, devendo seus recursos, observadas as vinculações e limites a seguir prescritos, se destinarem às seguintes utilizações:

I - (...)

II - (...)

III - (...)

IV - (...)

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final.

§ 2º (...)

§ 3º (...)

§ 4º (...)

§ 5º (...)

§ 6º A CDE terá a duração de 25 (vinte e cinco) anos, será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRÁS.

§ 7º (...)



§ 8º Os recursos provenientes do pagamento pelo uso de bem público e das multas impostas aos agentes do Setor, serão aplicados, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.”

## **1.2. Orientações e método para o estabelecimento das metas de universalização.**

“**Art. 14.** No estabelecimento das metas de universalização do uso da energia elétrica, a ANEEL fixará, para cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica:

I - áreas, progressivamente crescentes, em torno das redes de distribuição, no interior das quais a ligação ou aumento de carga de consumidores deverá ser atendida sem ônus de qualquer espécie para o solicitante;

II - áreas, progressivamente decrescentes, no interior das quais a ligação de novos consumidores poderá ser diferida pela concessionária ou permissionária para horizontes temporais pré-estabelecidos pela ANEEL, quando os solicitantes do serviço serão então atendidos sem ônus de qualquer espécie.

§ 1º Na regulamentação deste artigo, a ANEEL levará em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município, a capacidade técnica e econômica necessárias ao atendimento das metas de universalização, bem como, no aumento de carga de que trata o inciso I do caput, o prazo mínimo de contrato de fornecimento a ser celebrado entre consumidor e concessionária.

§ 2º A ANEEL também estabelecerá procedimentos para que o consumidor localizado nas áreas referidas no inciso II possa antecipar seu atendimento, financiando, em parte ou no todo, as obras necessárias, devendo esse valor lhe ser restituído pela concessionária ou permissionária após a carência de prazo igual ao que seria necessário para obter sua ligação sem ônus.

§ 3º O financiamento de que trata o parágrafo anterior, quando realizado por órgãos públicos, inclusive da administração indireta, para a expansão de redes visando a universalização do serviço, serão igualmente restituídos pela concessionária ou permissionária, devendo a ANEEL disciplinar o prazo de carência quando a expansão da rede incluir áreas com prazos de diferimento distintos.

§ 4º O cumprimento das metas de universalização será verificado pela ANEEL, em periodicidade no máximo igual ao estabelecido nos contratos de concessão para cada revisão tarifária, devendo os desvios repercutir no resultado da revisão mediante metodologia a ser publicada.

§ 5º A ANEEL tornará públicas, anualmente, as metas de universalização do serviço público de energia elétrica.

§ 6º. Não fixadas as áreas referidas nos incisos I e II no prazo de um ano contado da publicação desta Lei e até que sejam fixadas, a obrigação das concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica atenderem aos pedidos de ligação sem qualquer espécie ou tipo de ônus para o solicitante, aplicar-se-á à toda a área concedida ou permitida.

§ 7º. A partir de 31 de julho de 2002 e até que entre em vigor a sistemática de atendimento por área, as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica atenderão, obrigatoriamente e sem qualquer ônus para o consumidor, ao pedido de ligação cujo fornecimento possa ser realizado mediante a extensão de rede em tensão secundária de distribuição, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede primária.”

### **1.3. Possibilidade de outorga para permissões de serviço público de energia elétrica em áreas já concedidas.**

“**Art. 15.** Visando a universalização do serviço público de energia elétrica, a ANEEL poderá promover licitações para outorga de permissões de serviço público de energia elétrica em áreas já concedidas cujos contratos não contenham cláusula de exclusividade.”

§ 1º As licitações poderão ser realizadas, por delegação, pelas Agências de Serviços Públicos Estaduais conveniadas, mediante a utilização de editais padronizados elaborados pela ANEEL, inclusive o contrato de adesão, com observância da Lei no 8.987, de 1995, e demais dispositivos legais específicos para o serviço público de energia elétrica, aplicando-se, no que couber e subsidiariamente, a Lei no 8.666, de 21 de junho de 1993.

§ 2º É facultado à ANEEL adotar a modalidade de tomada de preço, devendo, neste caso, mediante ações integradas com as Agências de Serviços Públicos Estaduais conveniadas, promover ampla divulgação visando o cadastramento de agentes interessados.

§ 3º A permissionária será contratada para prestar serviço público de energia elétrica utilizando-se da forma convencional de distribuição, podendo, simultaneamente, também prestar o serviço mediante associação ou contratação com agentes detentores de tecnologia ou titulares de autorização para fontes solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

§ 4º À permissionária contratada na forma deste artigo é permitido realizar o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores, ligados ou não, localizados na área permitida, independentemente de carga, tensão e dos prazos de carência previstos nos arts. 15 e 16, da Lei no 9.074, de 1995.

§ 5º É vedado às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, suas controladas e seus controladores, em qualquer grau de descendência ou ascendência, bem como outras sociedades igualmente controladas ou coligadas, independente do grau de colateralidade, participarem, das licitações de que trata este artigo.

§ 6º A permissão de serviço público de energia elétrica contratada na forma deste artigo poderá prever condições e formas de atendimento específicas, compatíveis com a tecnologia utilizada.

## **INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO CAPÍTULO 6**

### **B.1. Análise dos preços do módulo fotovoltaico e respectivos custos dos SFDs**

Nas Tabelas B.1 a B.6, os valores em negrito correspondem ao preço dos módulos praticados no mercado brasileiro (R\$/Wp) em março de 2002, considerando aquisições de grande porte. Os valores em itálico representam o custo do SFD caso o preço no mercado nacional (R\$/Wp) correspondesse àquele praticado no mercado internacional.

Esta segunda situação seria possível caso os intermediários da importação e distribuição dos módulos no mercado nacional pudessem praticar margem de comercialização menor.

Atualmente, a carga de impostos brasileiros a que está sujeita a importação e comercialização dos módulos é de aproximadamente 19,5%<sup>121</sup>, correspondente à alíquota do Imposto de Importação (II). As razões disto estão expostas a seguir.

Os geradores fotovoltaicos foram isentos do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI)<sup>122</sup> até 31/12/2002 pelo Decreto 3.827/2001<sup>123</sup>, “como parte das medidas emergenciais adotadas pelo Governo para mitigar os efeitos da crise de oferta de energia no Brasil em 2001” (RIBEIRO, 2002).

A isenção de ICMS destes equipamentos foi concedida até 30/04/2004 pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), através do convênio ICMS 101/1997, alterado pelo Convênio ICMS 61/2000, e, recentemente, alterado novamente por outro convênio ainda não numerado.

Como a aplicação da isenção de ICMS dependia da isenção do IPI, com a divulgação do Decreto 3.827/2001, sobre a comercialização dos geradores fotovoltaicos não incide nem ICMS nem IPI, restando apenas o II.

---

<sup>121</sup> Segundo “Tabela da Tarifa Externa Comum (TEC)” para Código Fiscal NCM (Nomenclatura Comum do Mercosul) 8501.31.20 “Geradores” (disponível na internet <http://www.receita.fazenda.gov.br/> em 09/05/2002).

<sup>122</sup> Segundo “Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI)” para Código NCM 8501.31.20 “Geradores” Ex 01 “Fotovoltaicos” (<http://www.receita.fazenda.gov.br/> em 09/05/2002).

<sup>123</sup> Decreto 3.827/2001: disponível na internet <http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Decretos/2001/>

Isto indica que o imposto incidente sobre a importação e comercialização dos módulos fotovoltaicos no Brasil (19,5%) apresenta nível equivalente ao imposto que este produto deixa de pagar em seu país de origem por estar sendo exportado.

A partir do preço FOB praticado no mercado europeu, por exemplo, estima-se o custo por Wp de internação dos módulos:

Preço FOB:	U\$ 3,00/Wp
+ custo de transporte e seguro (estimado em 10% do preço FOB)	U\$ 0,30/Wp
+ despesas alfandegárias (armazenagem, desembaraço etc, ~5%)	U\$ 0,15/Wp
+ Imposto de Importação (II = 19,5% sobre o preço FOB)	<u>U\$ 0,59/Wp</u>
= Preço CIF inclusive com 19,5% de II:	U\$ 4,04/Wp
= Preço de custo com ICMS+IPI = 0	
+ estimativa de margem do distribuidor (20% do preço CIF)	<u>U\$ 0,81/Wp</u>
= Preço do módulo no mercado brasileiro.	U\$ 4,85/Wp

Considerando uma taxa de câmbio de 2,5 R\$/U\$, o preço de venda dos módulos no mercado brasileiro poderia então ser de cerca de R\$ 12/Wp. No entanto, os distribuidores de módulos fotovoltaicos no mercado brasileiro praticam, como preço mínimo, R\$15/Wp (cerca de U\$6/Wp) e há aqueles que peçam até R\$25/Wp. Para o preço mínimo, a margem de distribuição fica estimada em 50%.

As tabelas B.1 a B.6 fornecem o custo do SFD para diversas situações de preço do Wp de forma a permitir a avaliação de programas de ERFD em situações de mercado diferentes daquela analisada no capítulo 6.

B.1.1. SFD de 5 kWh/mês**Tabela B.1:** 5kWh/mês - Custo de Investimento.

Preço dos Módulos (R\$/Wp)	Irradiação			
	3,5	4,0	4,5	5,0
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Custo de Investimento do SFD (R\$)				
2,5	807	751	724	699
5	956	881	840	804
7,5	1105	1012	956	908
10	1254	1142	1072	1013
12,5	1403	1273	1188	1117
<b>15</b>	<b>1553</b>	<b>1403</b>	<b>1304</b>	<b>1222</b>
17,5	1702	1534	1420	1326
20	1851	1664	1536	1430

**Tabela B.2:** 5kWh/mês - Custo do ciclo de vida.

Preço dos Módulos (R\$/Wp)	Irradiação			
	3,5	4,0	4,5	5,0
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Custo de Investimento do SFD (R\$)				
2,5	1261	1121	1066	1014
5	1410	1251	1182	1118
7,5	1559	1382	1298	1222
10	1708	1512	1414	1327
12,5	1858	1643	1530	1431
<b>15</b>	<b>2007</b>	<b>1773</b>	<b>1646</b>	<b>1536</b>
17,5	2156	1904	1762	1640
20	2305	2034	1878	1745

B.1.2. SFD de 10 kWh/mês**Tabela B.3:** 10 kWh/mês - Custo de investimento.

Preço dos Módulos (R\$/Wp)	Irradiação			
	3,5	4,0	4,5	5,0
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Custo de Investimento do SFD (R\$)				
2,5	1273	1199	1145	1096
5	1572	1460	1377	1305
7,5	1870	1721	1609	1514
10	2168	1982	1841	1723
12,5	2467	2243	2073	1932
<b>15</b>	<b>2765</b>	<b>2504</b>	<b>2305</b>	<b>2141</b>
17,5	3064	2765	2537	2349
20	3362	3026	2769	2558

**Tabela B.4:** 10 kWh/mês - Custo do ciclo de vida.

Preço dos Módulos (R\$/Wp)	Irradiação			
	3,5	4,0	4,5	5,0
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Custo de Investimento do SFD (R\$)				
2,5	2053	1894	1784	1680
5	2351	2155	2016	1888
7,5	2649	2416	2248	2097
10	2948	2677	2480	2306
12,5	3246	2938	2712	2515
<b>15</b>	<b>3544</b>	<b>3199</b>	<b>2944</b>	<b>2724</b>
17,5	3843	3460	3176	2933
20	4141	3721	3408	3142

B.1.3. SFD de 15 kWh/mês**Tabela B.5:** 15kWh/mês – Custo de Investimento.

Preço dos Módulos (R\$/Wp)	Irradiação			
	3,5 kWh/m <sup>2</sup>	4,0 kWh/m <sup>2</sup>	4,5 kWh/m <sup>2</sup>	5,0 kWh/m <sup>2</sup>
	Custo de Investimento do SFD (R\$)			
2,5	1965	1872	1791	1718
5	2413	2263	2139	2032
7,5	2860	2655	2487	2345
10	3308	3046	2835	2658
12,5	3755	3438	3183	2971
<b>15</b>	<b>4203</b>	<b>3830</b>	<b>3531</b>	<b>3285</b>
17,5	4650	4221	3879	3598
20	5098	4613	4227	3911

**Tabela B.6:** 15kWh/mês – Custo do ciclo de vida.

Preço dos Módulos (R\$/Wp)	Irradiação			
	3,5 kWh/m <sup>2</sup>	4,0 kWh/m <sup>2</sup>	4,5 kWh/m <sup>2</sup>	5,0 kWh/m <sup>2</sup>
	Custo de Investimento do SFD (R\$)			
2,5	3159	2982	2817	2661
5	3607	3374	3165	2974
7,5	4055	3765	3513	3287
10	4502	4157	3861	3600
12,5	4950	4548	4209	3914
<b>15</b>	<b>5397</b>	<b>4940</b>	<b>4557</b>	<b>4227</b>
17,5	5845	5332	4905	4540
20	6292	5723	5254	4854



## B.2. Tabelas auxiliares no cálculo do custo do ciclo de vida de uma ligação à Rede

**Tabela B.7:** Tarifas do Grupo B praticadas segundo Estado e concessionárias.

Região	Concessionária	Estado	última alteração	Tarifa Residencial (R\$/MWh)	Tarifa Residencial Baixa Renda (R\$/MWh)	Tarifa Rural (R\$/MWh)
NORTE	ELETROACRE	Acre	28/11/01	192,64	67,42	124,94
	CELPA	Pará	21/12/01	212,88	74,51	133,29
	CERON	Rondônia	28/11/01	204,86	71,70	129,19
	CER	Roraima	31/10/01	154,55	54,09	99,61
	CELTINS	Tocantins	21/12/01	206,92	72,42	129,66
NORDESTE	CEAL	Alagoas	21/12/01	186,27	65,19	115,40
	COELBA	Bahia	21/12/01	191,14	66,90	119,59
	COELCE	Ceará	21/12/01	197,99	69,30	116,73
	CELB	Paraíba	31/01/02	191,92	67,17	112,77
	SAELPA	Paraíba	21/12/01	183,05	64,07	111,82
	CELPE	Pernambuco	27/03/02	189,98	66,49	115,54
	CEPISA	Piauí	21/12/01	174,42	61,05	109,09
	COSERN	Rio G. Norte	21/12/01	190,18	66,56	119,27
	ENERGIPE	Sergipe	21/12/01	185,71	65,00	116,45
CENTRO- OESTE	CEB	Distr. Federal	21/12/01	205,42	71,90	123,74
	CELG	Goiás	21/12/01	203,60	71,26	127,24
	CEMAT	Mato Grosso	04/04/02	230,42	80,65	152,84
	ENERSUL	Mato G. Sul	04/04/02	216,62	75,82	134,26
SUDESTE	ESCELSA	E. Santo	21/12/01	226,86	79,40	130,23
	CEMIG	Minas Gerais	04/04/02	238,70	83,55	139,69
	CERJ	Rio de Janeiro	21/12/01	248,60	87,01	142,93
	CPFL	São Paulo	04/04/02	255,96	89,59	138,27
	ELEKTRO	São Paulo	21/12/01	230,59	80,71	135,81
SUL	COPEL	Paraná	21/06/01	197,81	69,23	115,96
	CEEE	Rio G. Sul	23/10/01	219,71	76,90	150,94
	RGE	Rio G. Sul	17/04/01	207,84	72,74	142,78
	CELESC	Sta Catarina	07/08/01	199,05	69,67	118,27

**Tabela B.8:** Valores das variáveis utilizados no cálculo do subsídio alocado por consumidor.

Região	Concessionária	Estado	Trafo por consumidor	VP <sub>CTR</sub> (R\$)	VP <sub>R Tarifa Residencial Baixa Renda</sub> (R\$)	VP <sub>R Tarifa Rural 30kWh/mês</sub> (R\$)	VP <sub>R Tarifa Rural 50kWh/mês</sub> (R\$)
NORTE	ELETROACRE	Acre	0,52	147,25	188,95	350,13	583,54
	CELPA	Pará	0,23	65,13	208,80	373,53	622,54
	CERON	Rondônia	1	283,18	200,93	362,04	603,39
	CER	Roraima	1	283,18	151,59	279,14	465,24
	CELTINS	Tocantins	0,25	70,79	202,95	363,35	605,59
NORDESTE	CEAL	Alagoas	0,85	240,70	182,70	323,39	538,99
	COELBA	Bahia	0,12	33,98	187,47	335,13	558,56
	COELCE	Ceará	0,1	28,32	194,19	327,12	545,20
	CELB	Paraíba	0,17	48,14	188,24	316,02	526,70
	SAELPA	Paraíba	0,17	48,14	179,54	313,36	522,27
	CELPE	Pernambuco	0,12	33,98	186,34	323,78	539,64
	CEPISA	Piauí	0,16	45,31	171,08	305,71	509,51
	COSERN	Rio G. Norte	0,16	45,31	186,53	334,24	557,06
ENERGIPE	Sergipe	0,37	104,78	182,15	326,33	543,89	
CENTRO-OESTE	CEB	Distr. Federal	0,6	169,91	201,48	346,76	577,94
	CELG	Goiás	1	283,18	199,70	356,57	594,29
	CEMAT	Mato Grosso	0,67	189,73	226,00	428,31	713,85
	ENERSUL	Mato G. Sul	0,56	158,58	212,47	376,24	627,07
SUDESTE	ESCELSA	E. Santo	0,78	220,88	222,51	364,95	608,25
	CEMIG	Minas Gerais	0,5	141,59	234,12	391,46	652,43
	CERJ	Rio de Janeiro	0,14	39,65	243,83	400,54	667,57
	CPFL	São Paulo	0,52	147,25	251,05	387,48	645,80
	ELEKTRO	São Paulo	0,52	147,25	226,17	380,59	634,31
SUL	COPEL	Paraná	0,52	147,25	194,02	324,96	541,60
	CEEE	Rio G. Sul	0,3	84,95	215,50	422,99	704,98
	RGE	Rio G. Sul	0,3	84,95	203,85	400,12	666,87
	CELESC	Sta Catarina	0,56	158,58	195,23	331,43	552,39

**Tabela B.9:** "Tarifa Fotovoltaica" mensal considerando R\$15/Wp e classificação do "consumidor fotovoltaico" como um rural-agropecuário-residencial (tarifa mínima 30kWh/mês) e I=0.

nível de serviço SFD		5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )		3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Região	Estado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
NORTE	Acre	0,62	0,62	0,62	0,62	6,39	2,70	1,25	1,25	**	**	**	**
	Pará	3,94	1,44	0,67	0,67	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rondônia	0,65	0,65	0,65	0,65	6,21	2,52	1,29	1,29	**	**	**	**
	Roraima	0,50	0,50	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,49	1,49	1,49	1,49
	Tocantins	0,65	0,65	0,65	0,65	1,30	1,30	1,30	1,30	1,94	1,94	1,94	1,94
NORDESTE	Alagoas	0,58	0,58	0,58	0,58	**	8,37	5,64	3,28	**	**	**	**
	Bahia	3,00	0,60	0,60	0,60	**	**	**	**	**	**	**	**
	Ceará	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	5,48	2,98	1,61	0,56	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	5,45	2,95	1,58	0,56	**	**	**	**	**	**	**	**
	Pernambuco	**	**	**	3,28	**	**	**	**	**	**	**	**
	Piauí	3,58	1,08	0,55	0,55	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio G. Norte	0,60	0,60	0,60	0,60	**	**	**	**	**	**	**	**
Sergipe	0,58	0,58	0,58	0,58	**	**	**	**	**	**	**	**	
CENTRO-OESTE	Distr. Federal	0,62	0,62	0,62	0,62	8,19	4,50	1,77	1,24	**	**	**	**
	Goiás	0,64	0,64	0,64	0,64	1,27	1,27	1,27	1,27	1,91	1,91	1,91	1,91
	Mato Grosso	0,76	0,76	0,76	0,76	1,53	1,53	1,53	1,53	**	12,99	8,90	5,36
	Mato G. Sul	0,67	0,67	0,67	0,67	1,34	1,34	1,34	1,34	5,19	2,01	2,01	2,01
SUDESTE	E. Santo	0,65	0,65	0,65	0,65	5,33	1,63	1,30	1,30	**	**	**	**
	Minas Gerais	2,78	0,70	0,70	0,70	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio de Janeiro	2,60	0,71	0,71	0,71	**	**	**	**	**	**	**	**
	São Paulo	0,69	0,69	0,69	0,69	9,80	6,11	3,38	1,38	**	**	**	**
	São Paulo	0,68	0,68	0,68	0,68	9,73	6,03	3,30	1,36	**	**	**	**
SUL	Paraná	0,58	0,58	0,58	0,58	8,59	4,89	2,16	1,16	**	**	**	**
	Rio G. Sul	0,75	0,75	0,75	0,75	**	6,77	4,04	1,68	**	**	**	**
	Rio G. Sul	0,71	0,71	0,71	0,71	**	6,52	3,79	1,43	**	**	**	**
	Sta Catarina	0,59	0,59	0,59	0,59	5,54	1,84	1,18	1,18	**	**	**	**

obs.: "\*\*" significa REDE.

**Tabela B.10:** "Tarifa Fotovoltaica" mensal considerando R\$15/Wp e classificação do "consumidor fotovoltaico" como um rural-agropecuário-residencial (tarifa mínima 30kWh/mês) e I=0,5 .

nível de serviço SFD		5kWh/mês				10kWh/mês				15kWh/mês			
irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )		3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Região	Estado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
NORTE	Acre	1,25	1,25	1,25	1,25	6,39	2,70	2,50	2,50	**	**	**	**
	Pará	3,94	1,44	1,33	1,33	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rondônia	1,29	1,29	1,29	1,29	6,21	2,58	2,58	2,58	**	**	**	**
	Roraima	1,00	1,00	1,00	1,00	1,99	1,99	1,99	1,99	2,99	2,99	2,99	2,99
	Tocantins	1,30	1,30	1,30	1,30	2,59	2,59	2,59	2,59	3,89	3,89	3,89	3,89
NORDESTE	Alagoas	1,15	1,15	1,15	1,15	**	8,37	5,64	3,28	**	**	**	**
	Bahia	3,00	1,20	1,20	1,20	**	**	**	**	**	**	**	**
	Ceará	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	5,48	2,98	1,61	1,13	**	**	**	**	**	**	**	**
	Paraíba	5,45	2,95	1,58	1,12	**	**	**	**	**	**	**	**
	Pernambuco	**	**	**	3,28	**	**	**	**	**	**	**	**
	Piauí	3,58	1,09	1,09	1,09	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio G. Norte	1,19	1,19	1,19	1,19	**	**	**	**	**	**	**	**
Sergipe	1,16	1,16	1,16	1,16	**	**	**	**	**	**	**	**	
CENTRO-OESTE	Distr. Federal	1,24	1,24	1,24	1,24	8,19	4,50	2,47	2,47	**	**	**	**
	Goiás	1,27	1,27	1,27	1,27	2,54	2,54	2,54	2,54	3,82	3,82	3,82	3,82
	Mato Grosso	1,53	1,53	1,53	1,53	3,06	3,06	3,06	3,06	**	12,99	8,90	5,36
	Mato G. Sul	1,34	1,34	1,34	1,34	2,69	2,69	2,69	2,69	5,19	4,03	4,03	4,03
SUDESTE	E. Santo	1,30	1,30	1,30	1,30	5,33	2,60	2,60	2,60	**	**	**	**
	Minas Gerais	2,78	1,40	1,40	1,40	**	**	**	**	**	**	**	**
	Rio de Janeiro	2,60	1,43	1,43	1,43	**	**	**	**	**	**	**	**
	São Paulo	1,38	1,38	1,38	1,38	9,80	6,11	3,38	2,77	**	**	**	**
	São Paulo	1,36	1,36	1,36	1,36	9,73	6,03	3,30	2,72	**	**	**	**
SUL	Paraná	1,16	1,16	1,16	1,16	8,59	4,89	2,32	2,32	**	**	**	**
	Rio G. Sul	1,51	1,51	1,51	1,51	**	6,77	4,04	3,02	**	**	**	**
	Rio G. Sul	1,43	1,43	1,43	1,43	**	6,52	3,79	2,86	**	**	**	**
	Sta Catarina	1,18	1,18	1,18	1,18	5,54	2,37	2,37	2,37	**	**	**	**

obs.: "\*\*" significa REDE.

---

**BIBLIOGRAFIA CONSULTADA**

---

ACKER, Richard H.; KAMMEN, Daniel M. "The quiet (energy) revolution: analysing the dissemination of photovoltaic power systems in Kenya". **Energy Policy**, 1(24):81-111, 1996.

ADEOTI, O.; OYEWOLE, B.A.; ADEGBOYEGA, T.D. "Solar photovoltaic-based electrification system for rural development in Nigeria: domestic load assessment". **Renewable Energy**, 2001; 24: 155-161

AITKEN, Robert. "Energy and sustainable development: A critical review of the South African government's non-grid rural energy programme". Dissertação de "Master of Science", Universidade de Oxford, Oxford:2000 (mimeo.).

ALVAREZ, D.; SANTOS, S.; VADILLO, J. "Domestic photovoltaic illumination project evaluation Stage I: Zacapa". Documento de Trabalho - Fundacion Solar, Guatemala, 1999.

ANSI/IEEE "Std 450-IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations". IEEE, 1987.

BANKS, Douglas. "Overview of the South African off-grid concession process". In: WAMUKONYA, Njeri (org.). Experience with PV systems in Africa. Roskilde: UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, 2001 pp. 40-44.

BARNES, Douglas F. **Rural Studies Series: "Electric Power for Rural Growth: How electricity affects rural life in Developing Countries"**. Boulder: Ed. Westview Press, 1988, 236p.

BAUMOL, W.J.; PANZAR, J.C.; WILLIG, R.D. **Contestable Markets and the Theory of Industry Structure**. New York, HBJ. 1982.

BODE, Hans. **Lead Acid Batteries**. Ed. John Wiley & Sons, 1977. 361 p. (Trad. R.J. Brodd e Karl V. Kordesch).

BONN, Russ; GINN, J.; GONZALEZ, S. "Stand-Alone Generic Test Plan" Sandia National Laboratories, Junho 1998 (disponível na internet <http://www.sandia.gov/pv/bos/sstndaln/gnrctst.htm> em 01/04/2002)

BREGÉOT, Ghislain "Projets de Développement et Société Locale en Afrique Subsaharienne: approche socio-historique à partir de l'exemple Guineen". Tese de Doutorado, Institut National Agronomique Paris-Grignon, Paris: janeiro, 1998 (mimeo.).

CAAMAÑO, Estefanía; LORENZO, Eduardo; ZILLES, Roberto "Quality Control os Wide Collections of PV Modules: Lessos Learned from the IES Experience". **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, (7): 137-149, 1999.

CABRAAL, Anil; COSGROVE-DAVIES, Mac; SCHAEFFER, Loretta **Best Practices for Photovoltaic Household Electrification Programs**. The World Bank, Wasington, DC: (Technical Paper Number 324 Asia Technical Department Series) 1996.

CABRAAL, Anil; COSGROVE-DAVIES, Mac; SCHAEFFER, Loretta. "Accelerating Sustainable PV Market Development". **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 6(5): 297-306, 1998.

CEMIG "Informações Cooperativas", Belo Horizonte; s/d (disponível na internet <<http://www.cemig.com.br>> em 07/2000).

CEMIG – CP 992 **Current Status of a Photovoltaic Rural Electrification Programme in Minas Gerais – Brazil**, Superintendência de Comercialização da Diretoria de Distribuição. Belo Horizonte, 1999 (Brochura de Divulgação).

CEMIG CM/CE "Carta-Acordo CEMIG-Prefeitura Municipal de Grão Mogol para Pré-eletrificação Rural Através de Geração Descentralizada com Sistemas Fotovoltaicos" Referência CM/CE-12.757/98. Belo Horizonte, Outubro, 1998.

CEMIG CM/PM "Manual de Operacionalização do Programa de Desenvolvimento Rural –LUMIAR 1999 – 2003" Superintendência Comercial de Distribuição. Belo Horizonte, Março, 2000.

CESP "Programa ECOWATT: Energia Solar Fotovoltaica no Vale do Ribeira". CESP – Documento Interno, 1997 (mimeo.).

**CESP Manual de Equipamentos Programa ECOWATT/CESP**, 1997.

**CESP Contrato de Autorização de Uso de Equipamentos de Produção de Energia Elétrica Através de Tecnologia Fotovoltaica de Conversão de Energia Solar**, CESP, 1997 (mimeo.).

CMMAD (Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento) **Nosso Futuro Comum**. Rio de Janeiro: Ed. FGV, 1991. (tradução do: WCED **Brundtland Report - Our Common Future**. Nova York: Oxford University Press, 1987).

COPEL, "Demonstrações Contábeis – Exercício 1999", Curitiba; 1999 (disponível na internet <<http://www.copel.com/ri/pdf/balcopel1999.pdf>> acessado em 27/06/2000).

COPEL "Energias alternativas: utilização da energia solar na COPEL", Curitiba; s/d (disponível na internet <<http://www.copel.com/copel/port/negocios-ger-energiasolar.html>> em 17/01/2000).

COUTO, Maurício Barcelos "Ensaio de Equipamentos de Consumo Típicos Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos". Dissertação de Mestrado, UFRS, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Porto Alegre: julho, 2000 (mimeo.).

D'ADDARIO, Patrick "Golden Genesis and the Teotônio Vilela Foundation: commercializing PV residential electrification with a not-for-profit partner", **Natural Resources Forum - ONU Journal**, 24(4), 2000. pp 297-311.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation - Tools and techniques for determining the value of any asset** Londres: John Wiley & Sons, 1996.

DÍAZ, Pablo; LORENZO, Eduardo "SHS Battery and Charge Regulator Testing" **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 5(9), 2001; pp 363-377.

DINIZ, A.S.A.C.; MENDONÇA, M.S.C.C.; ALMEIDA, F.Q.; COSTA, D.; ALVARENGA, C.A. "Current Status and Prospects of the Photovoltaic Rural Electrification Programmes in the State of Minas Gerais, Brazil", **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, nº6, 1998; pp 365-377.

DME (Department of Minerals and Energy). **White Paper on the Energy Policy of the Republic of South Africa**. NER, Pretória: dezembro,1998.

ELETROBRÁS **Programa Nacional de Eletrificação Rural "Luz no Campo"; manual de orientações técnicas para elaboração de projetos** Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1999. 9p..

ELETROBRÁS **Luz no Campo: Relatório Síntese 2000** Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 2001. 45p..

ELETROBRÁS Luz no Campo – Lançamentos (disponível na internet <[http://www.eletronbras.gov.br/programas/luz\\_no\\_campo/lancamentos.asp](http://www.eletronbras.gov.br/programas/luz_no_campo/lancamentos.asp)> em 06/06/2002).

ESKOM. Annual Report 1999 s/l: 2000 (disponível na internet <[www.eskom.co.za/annreport00/directors.htm](http://www.eskom.co.za/annreport00/directors.htm)> em 19/07/2001).

ESKOM-SHELL. **PowerHouse Eskom-Shell**, Port Shepstone: 2000 (Manual do usuário).

ESMAP. **Energy Services for the World's Poor**. The World Bank, Washington, DC: (Energy and Development Report 2000) 2000.

EUROPEAN COMMISSION, "Universal Technical Standard for Solar Home Systems", Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.

FAHLENBOCK, B. **Qualitätsstandards und Ausschreibungsunterlagen für Solar Home Systems (SHS) und PV-Systeme zur versorgung von Krankenstationes in Entwicklungsländern**. GTZ, Eschborn, 1998.

FOLEY, Gerald "Rural Electrification in the Developing World". **Energy Policy**, 2(20):145-152, fev., 1992.

FOLEY, Gerald **PV Applications in the Rural Areas of the Developing World**. ESMAP/World Bank, Washington DC, 1994.

GOPALAKRISHNA M. "Perspective on Planning and Financing of Grid and Decentralised Rural Electrification in India" **Proceedings International Seminar on Sustainable Development for Rural Areas on Decentralised Electrification Issues**. Marrakech, 13-17 Novembro, 1995, pp. 273-292.

GOUVELLO, Christophe "Desserte Energetique et Développement Rural: l'action publique entre projets techniques e regulations spatiale, une contribution a partir du cas brésilien" Thèse de Doctorat, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales, Paris: 1993. (mimeo.)

**GTZ Basic Electrification for Rural Households: experience with the dissemination of small-scale photovoltaic systems – a guidebook for decisionmakers, planners and suppliers** GTZ/ Division 415 Energy and Transport, Eschborn 1995.

HANKINS, Mark “A Case Study on Private Provision of Photovoltaic Systems in Kenya”. In ESMAP. **Energy Services for the World's Poor**. The World Bank, Washington, DC: (Energy and Development Report 2000) 2000 pp. 92 –99.

HUACUZ, Jorge. **Energías Sostenibles en Zonas Rurales dentro del Proceso de Modernización del Sector en América Latina y el Caribe**, Cuernavaca - México: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1999 (Apostila).

IBGE/PNAD “Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios 1999 (PNAD 1999)”, s/l, 2000 (disponível na internet [http://www2.ibge.gov.br/pub/Trabalho\\_e\\_Rendimento/Pesquisa\\_Nacional\\_por\\_Amostra\\_de\\_Domicilios\\_%5banual%5d/em\\_20/03/2002](http://www2.ibge.gov.br/pub/Trabalho_e_Rendimento/Pesquisa_Nacional_por_Amostra_de_Domicilios_%5banual%5d/em_20/03/2002)).

IBGE/CENSO “Censo Demográfico 2000”, s/l, 2002 (disponível na internet [http://www2.ibge.gov.br/pub/Censos/Censo\\_Demografico\\_2000/Tabulacao\\_Avancada/em\\_09/05/2002](http://www2.ibge.gov.br/pub/Censos/Censo_Demografico_2000/Tabulacao_Avancada/em_09/05/2002)).

IES “ANNEX I. Testing for Inverters in PV Stand Alone Systems”. Instituto de Energía Solar - Universidade de Madrid – Documento Interno, 2000.

IPEA **Reflexões sobre os Mecanismos de Universalização do acesso disponíveis para o setor de Telecomunicações no Brasil**, Fiuza E.P.S., Neri M.C. (coordenadores). Rio de Janeiro, 1998.

KUMAR, Rajesh; SASTRY, O.S. “Performance, Evaluation and Development of Solar Photovoltaic Lighting Systems in India” **Proceedings 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. Vienna, 1998, pp. 3039-3043.

LORENZO, Eduardo **Electricidad Solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos**. Sevilha (Espanha): PROGENSA, 1994, 338p.

LSF/IEE/USP “Workshop: Automotive Batteries for Solar Home Systems”, 1997.

LSF/IEE/USP “Avaliação do ECOWATT”. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo – Documento Interno, Novembro 1998.

LSF/IEE/USP “Avaliação PRODEEM – Fase 1: Estado de Rondônia”. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo – Documento Interno, Dezembro 1999.

LSF/IEE/USP “Avaliação PRODEEM – Fase 1: Estado de Mato Grosso do Sul”. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo – Documento Interno, Fevereiro 2000.

MACÊDO, I; MACIEL, T.T. **Radiação Solar no Estado de São Paulo** CESP/FUCAMP São Paulo: (contrato 1030/09-878) 1981.



MANDELA, Nelson Speech by President Nelson Mandela at the launch of the Rural Non-Grid Electrification by the joint venture between Shell Solar and Eskom. Bhipa (Flagstaff District): 24/02/1999 (disponível na internet <[www.anc.org.za/ancdocs/history/mendela/1999/nm0224a.html](http://www.anc.org.za/ancdocs/history/mendela/1999/nm0224a.html)> em 06/06/2000).

MARTINOT, Eric; CABRAAL, Anil; MATHUR, Subbodh. "World Bank/GEF Solar Home Systems Projects: Experiences and Lessons Learned 1993-2000". **Renewable Energy and Sustainable Energy Reviews**, (5): 39-57, 2001.

MEH "Seminario Nacional sobre Energía para el Desarrollo Rural", Ministerio de Energía e Hidrocarburos, La Paz, 29-30 de março, 1993.

MENANTEAU, Philippe "L'Electrification Rurale dans les Pays du Tiers Monde: les conditions Economiques d'un Projet Technique Appropriate". Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, Paris: 1987. (mimeo.)

MILLER, Damian "The Case of Solar Electrification in the Developing World " Tese de Doutorado, Trinity College, Cambridge: 2000. (mimeo.)

MILLER, Damian; HOPE, Chris "Learning to lend for off-grid solar power: policy lessons from World Bank loans to India, Indonesia and Sri Lanka". **Energy Policy**, 28: 87-105, novembro, 2000.

MORANTE, Federico "Demanda Energética em Solar Home Systems" Dissertação de Mestrado, USP, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, São Paulo: Abril, 2000 (mimeo.).

MORANTE, Federico; ZILLES, Roberto " Energy Demand in Solar Home Systems: The Case of the Communities in Ribeira Valley in the State of São Paulo, Brazil", **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 9(4): 379-388, 2001.

MULLER, Hansjörg; WAMUKONYA, Njeri "The Transition from Pilot Projects to large-scale Programmes: The Case of Namibia" In: WAMUKONYA, Njeri (org.). Experience with PV systems in Africa. Roskilde: UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, 2001 pp. 36-44.

MULUGETTA, Yacob; NHETE, Tinashe, JACKSON, Tim. "Photovoltaics in Zimbabwe: lessons from the GEF Solar Project" **Energy Policy**, 28: 1069-1080, novembro, 2000.

MUNGUÍA DEL RIO, G. "Evaluación en Campo de los Sistemas Fotovoltaicos de Electrificación Rural" **Workshop RIER – IIE Controladores de carga para sistemas fotovoltaicos de electrificación rural** Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1998.

NAMPOWER "Range of Tariffs" s/l, 2002 (disponível na internet <<http://www.nampower.com.na>> em 07/04/2002).

NAPER "Diagnóstico físico e operativo de sistemas fotovoltaicos de uso doméstico, instalados em Pernambuco, após 5 anos de funcionamento" Recife, 1999 (disponível na internet < <http://aguia.redes.ufpe.br/naper/>> em 26/03/2002).

NARVARTE Luis; ZILLES, Roberto "Contador de energia: integrador de Ah para medida de consumo en viviendas de baja renta". Instituto de Energia Solar - Universidad Politécnica de Madrid. Documento Interno. 1995 (mimeo.).

NARVARTE Luis F.; MUÑOZ, Jorge; LORENZO, Eduardo "Testing of Fluorescent DC Lamps for Solar Home Systems" **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 6(9): 475-489, 2001.

NER (National Electricity Regulator) "Non-Grid Energy Services Contract". (Draft Version de 15/01/2001), Sandton: 2001 (mimeo.).

NEWCASTLE PV APPLICATIONS CENTRE (org.) *et alli* **Successful Implementation of Photovoltaic Projects in Developing Countries**, s/l: Comunidade Europeia Projeto JOU2-CT92-0230, janeiro 1995 (brochura).

NIEUWENHOUT, F.D.J; VAN DIJK, A; VAN DIJK, V.A.P; HIRSCH, D.; LASSCHUIT, P.E; VAN ROEKEL, G "Monitoring and Evaluation of Solar Home Systems". Netherlands Energy Research Foundation - Projeto ECN--00--089, Países Baixos: 2000 (mimeo.).

OLIVEIRA L. C. "Perspectivas para a Eletrificação Rural no Novo Cenário Econômico-Institucional do Setor Elétrico Brasileiro" Dissertação de Mestrado, UFRJ, COPPE, Rio de Janeiro: Fevereiro, 2001 (mimeo.).

OLIVEIRA, Sérgio H. F. "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos: ênfase na eletrificação de residências de baixo consumo " Dissertação de Mestrado, USP, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, São Paulo: Abril, 1997 (mimeo.).

PEARCE, David; WEBB, Michael "Rural Electrification in Developing Countries: A Reappraisal". **Energy Policy**, 4(15):329-338, ago., 1987.

PICKLES, J.S.; WILLS, W.H. **Rural electrification: the use of single-phase system of supply**. IEE. Vol. 93, Parte II, n 36. Dezembro,1946.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz "As Novas Diretrizes do Banco Mundial para o Setor de Energia " **Revista Brasileira de Energia**, 1(4):10-17, 1995.

PIZZATTO, W.T.; E. CARRANO; P.A. GEHR, P.A.; SCHULTZ, D.J.; GANZERT C. "Alternative program for rural electrification using photovoltaic systems" **Proceedings 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. Vienna, 1998, pp. 3179-3181.

POSORSKI, R.; FAHLENBOCK, B. "Technical Standards and Tender Specifications for Solar Home Systems and PV Supply of Rural Health Stations in Developing Countries" **Proceedings 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. Vienna, 1998, pp. 2859-2863.

PREFEITURA MUNICIPAL DE ARAÇUAÍ "Moenda: órgão oficial da Prefeitura Municipal de Araçuaí – MG Ano IV – nº 6" Araçuaí; Janeiro, 2000 (disponível na internet <[www.cdlto.com.br/~pmasede](http://www.cdlto.com.br/~pmasede)> em 07/2000).

RAMAKUMAR,R; HUGHES,W.L. "Renewable Energy Sources and Rural Development in Developing Countries" **IEEE Transactions on Education**, 3(E-24):242-251, agosto, 1981.

- REINDERS, A.H.M.E.; PRAMUSITO; SUDRADJAT, A.; VAN DIJK, V.A.P.; MULYADI, R.; TURKENBURG, W.C. "Sukatani revisited: on the performance of nine-year-old Solar Home Systems and Street Lighting Systems in Indonesia". **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, (3):1-47, 1999.
- RIBEIRO, Claudio Moises "Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Contexto da Universalização do Serviço de Energia Elétrica no Brasil". Dissertação de Mestrado, UFRJ, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE), Rio de Janeiro: abril, 2002.
- RIBEIRO, Fernando Selles "Eletrificação Rural de Baixo Custo". Tese de Livre Docência, USP, Depto. de Energia e Automação Elétricas (PEA), São Paulo: 1993 (mimeo.).
- SANTOS, Rosana R; MERCEDES, Sônia P. Seger; SAUER, Ildo Luís "A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a Universalização do Acesso ao Serviço de Energia Elétrica" **Revista Brasileira de Energia**, 2(7): 131-164, 1999.
- SANTOS, Ricardo H.; SANTOS, Rosana R.; SAUER, Ildo "Regulação dos Monopólios Naturais: o Caso das Tarifas de Transmissão" **Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro, 1999; pp. 444-459.
- SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "Utility Approach to PV Rural Electrification: some commercial experiences in Brazil" **Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Glasgow, 2000; pp.2892-2895.
- SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "Eletrificação de Localidades Isoladas: Centros Fotovoltaicos de Carga de Bateria e Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares". **Anais do AGRENER 2000: 3º Encontro de Energia no Meio Rural**, Campinas, 2000.
- SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "PV Residential Electrification: a case study on Solar Battery Charging Stations in Brazil". **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 6(9): 445-453, 2001.
- SAPIAIN, R.; Schmidt, R.; Fuentes, E.; Torres, A. Flores, C. "Experiences in the dissemination of photovoltaic in rural areas of the high plateau of northern Chile". **Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**. Vienna, 1998; pp. 3030-3032.
- SERPA, Paulo; MARSON, Renata "Aspectos Metodológicos de Pesquisa de Requerimentos Energéticos e Usos Finais para Comunidades Rurais" Trabalho final da disciplina ENE 703, PIPGE-USP, 1997 (mimeo.).
- SERPA, Paulo "Aspectos Sócio-Ambientais dos Projetos de Eletrificação Fotovoltaica em Comunidades Isoladas". CEPAM e LSF/IEE/USP – Documento de Trabalho, 1998.
- SILVA, Maurílio L.P. "The experience and programmes of CEMIG on Decentralized Rural Electrification" **Proceedings of the Marrakech Seminar**. Marrakech, 1995; pp 321-330.
- SINHA, S.; BHATNAGAR; SHARMA, B.D. "PV Credit Mobilization: Barriers in the Indian Financial Structure for Financing PV Systems – Task I Report", **Thermie B Programme of the European Commission DG XVII**. TERI, New Delhi, 1998.

- SGA ENERGY LIMITED **Solar Battery Charging Stations: an Analysis of Viability and Best Practices**. The World Bank (ASTAE), Washington, 1999.
- SNYMAN, D.B.; ENSLIN, J.H.R. "Cost effective PV power for electrification of rural areas by solar battery charging centres" **Proceedings of ISES Solar World Conference**. Harare, 1995.
- TENDLER, Judith "Rural Electrification: Linkages and Justifications", US AID Program Evaluation Discussion Paper no. 3, Washington DC, 1979 (mimeo.).
- TENDRIH, Leila "Experiências com Sistemas de Eletrificação Rural de Baixo Custo: uma análise dos impactos sócio-econômicos". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Junho, 1990 (mimeo.).
- UFPE "Atlas Solarimétrico do Brasil" s/l; 1997 (disponível na internet [http://www.cresesb.cepel.br/Publicacoes/download/Info5\\_pag8-9.PDF](http://www.cresesb.cepel.br/Publicacoes/download/Info5_pag8-9.PDF) em 26/03/2002).
- UNDP "Human Development Report 1990" s/l; 1990 (disponível na internet <http://www.undp.org/hdro/hdrs/1990/english/90.htm> em 21/05/2001).
- VALENTE, André L.; CORREIA, James S.; PEREIRA, Osvaldo S. "Regulation of the Quality of Electrical Power Supplied by Solar Home Systems" **IEEE/PES T&D Latin America** São Paulo, Março 2002.
- VALENTE, L.C.G.; RIBEIRO, C.M.; CRAVEIRO, P.M.A.; AVERBUCH, I.P.; TAYLOR, R.W. "PV Rural Electrification Pilot Project in The Northeast of Brazil" **Proceedings 12<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference** Amsterdam, 1994; pp 2008-2011.
- VAN DER PLAS, Robert J; HANKINGS, Mark "Solar Electricity in Africa: a reality". **Energy Policy**, 4(26): 295-305, 1998.
- VARIAN, Hal R. **Microeconomic Analysis** New York: W.W. Norton & Company, 1984.
- WAMUKONYA, Njeri; DAVIS, Mark "Socio-economic impacts of rural electrification in Namibia: comparisons between grid, solar and unelectrified households". **Energy for Sustainable Development**, 3(V): 5-13, setembro, 2001.
- WILLIAMSON, Oliver E. **The Economic Institutions of Capitalism**, New York: The Free Press, 1985.
- WILLIAMSON, Oliver E. "Transaction Cost Economics Meets Posnerian Law and Economics," **Journal of Institutional and Theoretical Economics**, 149(1): 99-118, 1993.
- ZHOU, Peter P.; MOGOTSI, Buti. "Solar PV Dissemination Efforts in Botswana". In: WAMUKONYA, Njeri (org.). Experience with PV systems in Africa. Roskilde: UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, 2001 pp. 3-9.
- ZILLES, Roberto "A diagnosis on the need to establish a technical requirement protocol for home photovoltaic systems in Latin America" **Energy for Sustainable Development**, 2(3):38-43, 1996.

ZILLES, Roberto; ANDRADE, Adnei Melges; ALMEIDA PRADO Jr, Fernando Amaral. "Solar Home System Programs in São Paulo State, Brazil: Utility and User Associations Experiences". **Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Barcelona, 1997; pp. 931-933.

ZILLES, Roberto; LORENZO, Eduardo. "Solar home systems users and the use of small 2W incandescent lamps". **Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Barcelona, 1997; pp. 2550-2551.

ZILLES, Roberto *et alli* "Power rating and the need of PV modules measurements in brazilian dissemination program" **Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion**. Vienna, 1998; pp. 2009-2012

ZILLES, Roberto; MORANTE, Federico. "ECOWATT program's technical evaluation and user's satisfaction" **Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Glasgow, 2000; pp. 2896-2899.

ZILLES, Roberto; MORANTE, Federico. "Ah Meter: a useful tool for user demand management " **Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munique, 2001; pp. 2080-2082.

## **PUBLICAÇÕES GERADAS PELO TRABALHO DE TESE**

SANTOS, Rosana R; MERCEDES, Sônia P. Seger; SAUER, Ildo Luís "A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a Universalização do Acesso ao Serviço de Energia Elétrica" **Revista Brasileira de Energia**, 2(7): 131-164, 1999.

SANTOS, Ricardo H.; SANTOS, Rosana R.; SAUER, Ildo "Regulação dos Monopólios Naturais: o Caso das Tarifas de Transmissão" **Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro, 1999; pp. 444-459.

SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "Utility Approach to PV Rural Electrification: some commercial experiences in Brazil" **Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Glasgow, 2000; pp.2892-2895.

SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "Eletrificação de Localidades Isoladas: Centros Fotovoltaicos de Carga de Bateria e Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares". **Anais do AGRENER 2000: 3º Encontro de Energia no Meio Rural**, Campinas, 2000.

SANTOS, Rosana R. "PV Residential Rural Electrification in Brazil" **Newsletter of the Postgraduate Programme in Renewable Energy**, Oldenburg (Alemanha). Jan. 2001.

SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "PV Residential Electrification: a case study on Solar Battery Charging Stations in Brazil". **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 6(9): 445-453, 2001.

AFRANE-OKESE, Yaw; SANTOS, Rosana R.; MOHLAKOANA, Nthabiseng "Operational challenges of large scale off-grid PV rural electrification programme in South Africa". **Proceedings of the ISES 2001**, Sydney. Nov. 2001.

SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "Typical Electricity Demand of a SHS User in Brazil: a Decision Criteria to the Grid VS SHS Dilemma?". **Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munique, 2001; pp. 1975-1978.

SANTOS, Rosana R.; ZILLES, Roberto "Eletrificação Rural Fotovoltaica Domiciliar no Brasil: uma proposta para implementação e operação considerando a universalização equitativa do atendimento" **Anais do AGRENER 2002: 4º Encontro de Energia no Meio Rural**, Campinas, 2002.