

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Carlos Henrique Moya**

**Análise da Adoção de Sistemas Fotovoltaicos na Universalização da Energia  
Elétrica do Estado do Amazonas**

**Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad**

**Outubro de 2014  
Itajubá**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Carlos Henrique Moya**

**Análise da Adoção de Sistemas Fotovoltaicos na Universalização  
da Energia Elétrica do Estado do Amazonas**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia de Energia como parte dos  
requisitos para obtenção do Título de Mestre em  
Ciências em Engenharia de Energia.**

**Área de Concentração: Exploração do Uso Racional  
de Recursos Naturais e Energia**

**Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad**

**Outubro de 2014  
Itajubá**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste Trabalho para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

**Carlos Henrique Moya**

Graduou-se em Engenharia Elétrica na Universidade Gama Filho em 1991;

Especialista no Uso Racional de Energia na UNIFEI em 2010.



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

## A N E X O I

### FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Título da Dissertação: **“Análise da Adoção de Sistemas Fotovoltaicos na  
Universalização da Energia Elétrica do Estado do  
Amazonas”**

Autor: **Carlos Henrique Moya**

#### JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	
1º	A	
2º	A	
3º	A	

#### Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
- Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, aprovado

Observações: \_\_\_\_\_

27 de outubro de 2014.

Prof. Dr. Luiz Octávio Mattos dos Reis  
1º Examinador – UNIFAI

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita  
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Jamil Haddad  
3º Examinador (Orientador) - UNIFEI

*Aos meus pais, Eurípedes (in memoriam) e Maria, à minha esposa Fátima e minha filha Rachel, aos demais familiares e aos amigos que muito me ajudaram em mais esta empreitada.*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, Professor D.Sc. Jamil Haddad, e aos professores da Unifei, D.Sc. Luiz Augusto Horta Nogueira e D.Sc. Roberto Akira Yamachita pelo apoio dado na elaboração deste Trabalho, aos meus pais e em especial a minha esposa Fátima e a minha filha Rachel.

## RESUMO

MOYA, Carlos Henrique. Análise da Adoção de Sistemas Fotovoltaicos na Universalização da Energia Elétrica do Estado do Amazonas. Dissertação de Mestrado. Ciências em Engenharia de Energia. Universidade Federal de Itajubá, Outubro de 2014. Orientador: Prof. Jamil Haddad, D.Sc.

O objetivo do Trabalho é apresentar uma proposta para utilizar a energia solar fotovoltaica na eletrificação rural de domicílios isolados do estado do Amazonas, os quais não apresentam viabilidade técnico-econômica para serem atendidos com a extensão das linhas de distribuição existentes, por estarem afastados dessas redes e por apresentarem baixo consumo de energia. Para tanto, foi dimensionado um sistema fotovoltaico autônomo e aplicado a um modelo de atendimento obtido a partir da literatura técnica, que indicou um potencial de utilização da energia fotovoltaica em cerca de 20 mil domicílios, isolados ou reunidos em agrupamentos com até 3 unidades, de um total de 100,5 mil domicílios ainda não universalizados no interior do estado. Os custos estimados para implantação da tecnologia nas condições propostas são da ordem de R\$ 300 milhões e semelhantes aos do atendimento pela extensão das redes. Estes custos representam cerca de 9,5% dos custos totais previstos para a eletrificação rural do estado, estimando-se ainda um consumo evitado de óleo diesel da ordem de 1.865 m<sup>3</sup>, que equivalem a R\$ 4,6 milhões anuais em subsídios com a CCC, caso os sistemas fotovoltaicos venham a ser utilizados. Como vantagem adicional, a utilização da energia fotovoltaica na eletrificação rural pode auxiliar na adoção dessa energia na matriz energética nacional.

Palavras-Chaves: (1) Universalização. (2) Energia Fotovoltaica. (3) Amazonas

# **ABSTRACT**

MOYA, Carlos Henrique. Analysis of the Adoption of Photovoltaic Systems on Universalization of Electric Energy of Amazonas State. Masters Dissertation. Science in Energy Engineering. Federal University of Itajubá, 2014, October. Advisor: Prof. Jamil Haddad, D.Sc

The aim of this work is to present a proposal to use photovoltaic solar energy in rural electrification of households from the Amazonas State - Brazil, which do not have technical-economic viability to meet by extension of the existing distribution lines, because they are located away from the networks and presenting low energy consumption. It was designed a solar home system (SHS) and applied to a service model obtained from the technical literature, which indicated a potential for the use in about 20 thousand households, isolated or gathered in groups up to 3 units. The estimated costs for deployment of technology in these conditions are of the order of R\$ 300 million and are similar to those of attendance by extension lines. These costs represent approximately 9.5% of the total costs foreseen for the rural electrification of the State, estimated consumption avoided diesel oil of 1,865 m<sup>3</sup>, equivalent to R\$ 4.6 million in annual subsidies, in case of the SHS will be used.

Keywords: (1) Universalization of Electric Energy; (2) Photovoltaic energy; (3); Amazonas State.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Microturbina de eixo único .....	19
Figura 2.2 – Microturbina de eixo duplo .....	19
Figura 2.3 - Aerogerador com passo regulado e velocidade variável .....	23
Figura 2.4 - Componentes que formam a radiação global.....	24
Figura 2.5 - Processo de autocondução em uma estrutura cristalina.....	24
Figura 2.6 – Barreira de potencial criada pelo efeito da difusão de elétrons .....	25
Figura 2.7 – Diagrama simplificado do efeito fotovoltaico.....	26
Figura 2.8 - Conceito de massa de ar.....	28
Figura 2.9 - Diagrama de um sistema fotovoltaico domiciliar em corrente contínua .....	37
Figura 2.10 - Diagrama de um sistema fotovoltaico domiciliar em corrente alternada .....	38
Figura 2.11 - Diagrama de um sistema fotovoltaico domiciliar misto (CC/CA) .....	39
Figura 2.12 - Sistema MRT sem transformador de isolamento.....	42
Figura 2.13 – Sistema MRT com transformador de isolamento.....	43
Figura 2.14 - Sistema MRT com neutro parcial .....	44
Figura 2.15 – Espanha: distribuição geográfica das zonas solares.....	77
Figura 3.1 – Arco do desmatamento da Amazônia .....	91
Figura 3.2 – Distribuição geográfica dos lotes da Licitação CC099/2013 .....	102

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 - Geração mundial percentual de eletricidade por fonte primária .....	11
Gráfico 2.2 - Geração mundial de eletricidade por fonte primária de 1971 a 2010 .....	11
Gráfico 2.3 - Brasil: Empreendimentos de geração de energia elétrica em 2013 .....	12
Gráfico 2.4 - Brasil: Geração de eletricidade por fonte primária em 2012 .....	13
Gráfico 2.5 - Participação das energias renováveis na produção mundial de eletricidade..	14
Gráfico 2.6– Evolução da capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica .....	14
Gráfico 2.7 – Capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica em 2012 .....	15
Gráfico 2.8 - Curva I - V típica de um módulo fotovoltaico .....	29
Gráfico 2.9 - Efeito da variação da irradiância solar sobre a curva I - V na potência de um módulo fotovoltaico com 36 células de silício cristalino .....	30
Gráfico 2.10 - Perfil da radiação solar diária com o valor equivalente de Horas de Sol Pleno .....	32
Gráfico 2.11 - Vida útil de uma bateria chumbo-ácida em função da profundidade de descarga .....	35
Gráfico 2.12 – Concessionárias com projetos cadastrados na Chamada Pública 013/2011	65
Gráfico 2.13 – Situação atual dos projetos da Chamada Pública 13/2011 .....	66
Gráfico 2.14 - Alemanha: capacidade anual instalada e acumulada entre 1992 e 2012.....	74
Gráfico 2.15 - Espanha: Capacidade anual instalada e acumulada entre 1994 e 2012.....	79
Gráfico 2.16 – Estados Unidos: Capacidade anual instalada e acumulada entre 1992 e 2012 .....	87
Gráfico 3.1 – Caracterização do fornecimento de energia elétrica nos domicílios rurais do Amazonas .....	92
Gráfico 3.2 – Amazonas – Domicílios rurais com bens duráveis .....	93
Gráfico 3.3 - Capacidades e número de geradores instalados no sistema isolado amazonense.....	95
Gráfico 3.4 – Custos médios por ligação nos planos de universalização das concessionárias .....	96
Gráfico 3.5 – Metas de universalização das concessionárias que utilizarão sistemas de geração.....	100
Gráfico 3.6 – Custos médios por ligação convencional na universalização.....	101

Gráfico 3.7– Perfis da demanda proposta e da profundidade de descarga resultante no banco de baterias .....	111
Gráfico 4.1 – Comparativo entre o custo médio e o número de postes por domicílio .....	125
Gráfico 4.2 – Modelo 1: custos da extensão da rede em função da distância e do n.º de domicílios .....	127
Gráfico 4.3 – Modelo 1: comparação entre os custos de extensão da rede com o sistema fotovoltaico proposto.....	127
Gráfico 4.4 – Modelo 2: custos da extensão da rede em função da distância e do n.º de domicílios .....	129
Gráfico 4.5 – Modelo 2: comparação entre os custos de extensão da rede com o sistema fotovoltaico proposto.....	129
Gráfico 5.1 – Brasil: domicílios rurais sem energia elétrica por concessionária em 2012	133
Gráfico 5.2 – Custos por concessionária para universalizar 866 mil domicílios rurais até 2018 .....	133
Gráfico 5.3 – Indicadores da qualidade no fornecimento de energia elétrica dos municípios analisados .....	136

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 3.1 - Características socioeconômicas das moradias rurais por macrorregião da Amazônia.....	103
Quadro 3.2 – Premissas adotadas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	107
Quadro 5.1 - Ocorrências registradas nos SFDs instalados em S. Francisco do Aiucá/AM .....	135

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais características dos motores alternativos.....	17
Tabela 2.2 – Variação da velocidade síncrona com o número de polos e a frequência .....	18
Tabela 2.3 - Eficiência das tecnologias utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas..	27
Tabela 2.4 – Capacidades de carregamento das redes rurais.....	45
Tabela 2.5 – Disponibilidade mensal garantida.....	55
Tabela 2.6 – Padrões de continuidade de serviço.....	55
Tabela 2.7 – Aplicações para os sistemas fotovoltaicos e os custos de implantação por fase do PRODEEM.....	58
Tabela 2.8 – Síntese da situação de revitalização dos sistemas do PRODEEM .....	59
Tabela 2.9 - Resultados do Programa Luz no Campo .....	60
Tabela 2.10 - Programa Luz para Todos: metas e realizações .....	61
Tabela 2.11 – Projetos cadastrados no P&D Estratégico ANEEL 013/2011 .....	67
Tabela 2.12 - Plano Inova Energia: Linhas temáticas e número de projetos cadastrados...	68
Tabela 2.13 – Empreendimentos fotovoltaicos outorgados e em operação .....	69
Tabela 2.14 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede até 2005 .....	70
Tabela 2.15 – <i>EEG</i> : remuneração mínima e percentuais de redução para a energia fotovoltaica.....	72
Tabela 2.16– Capacidade instalada por instrumento legal adotado .....	75
Tabela 2.17 – Espanha: tarifas e prêmios adotados para a energia fotovoltaica .....	76
Tabela 2.18 – Espanha: radiação solar global por zona climática.....	77
Tabela 2.19 – Espanha: horas equivalentes anuais aplicadas a remuneração da energia fotovoltaica.....	78
Tabela 2.20 – Espanha: índices de redução aplicados às tarifas-prêmio para instalações fotovoltaicas .....	78
Tabela 3.1 – Balanço de energia do Sistema Interior da Eletrobras Amazonas Energia ....	94
Tabela 3.2 – Recursos utilizados no Amazonas no âmbito do Programa Luz para Todos .	96
Tabela 3.3 – Resumo das metas de universalização até 2018 .....	98
Tabela 3.4 – Metas das concessionárias não universalizadas que utilizarão sistemas de geração.....	99
Tabela 3.5 – Custos previstos pela Eletrobras Amazonas Energia para as metas de universalização de 2013.....	102

Tabela 3.6 – Definição do número de domicílios por modalidade de atendimento .....	105
Tabela 3.7 – Municípios selecionados para o estudo de caso .....	106
Tabela 3.8 – Proposição das cargas e do tempo de utilização para o dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	107
Tabela 3.9 – Perfil de consumo diário considerando o rendimento da conversão CC/CA para o dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	108
Tabela 3.10 – Dimensionamento do banco de baterias .....	110
Tabela 3.11 – Análise das reposições das baterias ao longo da vida útil proposta para o painel fotovoltaico .....	110
Tabela 3.12 – Principais características da bateria selecionada .....	111
Tabela 3.13 – Determinação da corrente de projeto em função da variável horas de sol pleno para a latitude de 0° .....	113
Tabela 3.14 – Dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos .....	114
Tabela 3.15 – Principais características do módulo fotovoltaico proposto .....	115
Tabela 3.16 – Dimensionamento da corrente do controlador de carga .....	116
Tabela 3.17 – Principais características do controlador de carga selecionado.....	116
Tabela 3.18 – Parâmetros utilizados para o dimensionamento do inversor .....	117
Tabela 3.19 – Principais características do inversor selecionado.....	118
Tabela 3.20 – Custo do sistema fotovoltaico proposto.....	119
Tabela 3.21 – Custos de implantação, reposição e de O&M ao longo da vida útil do painel fotovoltaico.....	120
Tabela 3.22 – Custo da energia gerada para cada sistema proposto.....	121
Tabela 4.1 – Proposta para o atendimento dos domicílios rurais do estado do Amazonas	122
Tabela 4.2 – Comparativo dos custos para atender os domicílios isolados.....	123
Tabela 4.3 – Parâmetros de geração dos sistemas isolados da Eletrobras Amazonas Energia em 2014 .....	124
Tabela 4.4 – Energia gerada e consumo evitado de óleo diesel para atender 19.697 domicílios .....	124
Tabela 4.5 – Modelo 1: funções que relacionam os custos da eletrificação rural às classes de dispersão e às distâncias de atendimento .....	126
Tabela 4.6 – Modelo 1: distâncias mínimas por classe de dispersão que viabilizam o sistema fotovoltaico proposto.....	128

Tabela 4.7 – Modelo 2: critérios técnico-econômicos utilizados para determinação dos custos de extensão das redes.....	128
Tabela 4.8 – Modelo 2: funções que relacionam os custos da eletrificação rural às classes de dispersão e às distâncias de atendimento .....	130
Tabela 5.1 – Comparativo dos resultados do Programa Luz para Todos com as metas consolidadas pela ANEEL.....	134
Tabela 5.2 – Influência do custo de O&M no custo da energia gerada.....	137
Tabela 5.3 – Custos da geração de energia fotovoltaica em sistemas isolados .....	138
Tabela 6.1 – Alemanha: cotas de energias renováveis para geração de eletricidade .....	142

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
<i>BOE</i>	<i>Boletim Oficial del Estado</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CME	Custo Marginal de Expansão
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
CT-ENERG	Fundo Setorial de Energia
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
<i>DoL</i>	<i>Department of Labor</i>
<i>EEG</i>	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
<i>EISA</i>	<i>Energy Independence and Security Act</i>
ELB/AC	Eletrobras Distribuição Acre
ELB/AM	Eletrobras Distribuição Amazonas
EOL	Central Geradora Eólica
<i>EPACT</i>	<i>Energy Policy Act</i>

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
<i>EPIA</i>	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FAE	Grupo de Fontes Alternativas de Energia/
<i>FERC</i>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FINEP	Inovação e Pesquisa
<i>FiT</i>	<i>Feed-in Tariff</i>
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICTs	Instituições Científicas e Tecnológicas
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IEE/USP	Instituto de Energia e Ambiente/Universidade de São Paulo
<i>IREC</i>	<i>Interstate Renewable Energy Council</i>
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
LCD	<i>Liquid-Crystal Display</i>
LFC	Lâmpada fluorescente compacta
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
LpT	Programa Luz para Todos
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MRT	Monofilar com Retorno pela Terra
<i>OLED</i>	<i>Organic Light-Emitting Diode</i>
O&M	Operação e Manutenção
<i>OPzS</i>	<i>Ortsfest Panzerplatte Spezial</i>

<i>OPzV</i>	<i>Ortsfest Panzerplatte Verschlussen</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PGM	PGM Sistemas
PIE	Produtor Independente de Energia
PRC	Plano de Revitalização e Capacitação
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
<i>PURPA</i>	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
<i>PV</i>	<i>Photovoltaic</i>
<i>PVPS</i>	<i>Photovoltaic Power System Programme</i>
<i>PWM</i>	<i>Pulse-Width Modulation</i>
<i>QF</i>	<i>Qualifying Facility</i>
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto-Lei
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RGR	Reserva Global de Reversão
RPM	Rotações por Minuto
<i>RPS</i>	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
SFD	Sistema Fotovoltaico Domiciliar
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SHS	<i>Solar Home System</i>
SIGFI	Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes

	Intermitentes
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRC	Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions</i>
<i>StrEG</i>	<i>Stromeinspeisungsgesetz</i>
TCU	Tribunal de Contas da União
UC	Unidade Consumidora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
<i>WI-FI</i>	<i>Wireless Fidelity</i>
<i>WIMAX</i>	<i>Worldwide Interoperability for Microwave Access</i>

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	Justificativa e Motivação .....	2
1.2	Objetivo Principal .....	3
1.3	Objetivos Específicos.....	4
1.4	Estrutura do Trabalho .....	4
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>6</b>
2.1	Histórico da Indústria da Energia Elétrica Mundial.....	6
2.2	Panorama Mundial da Energia Elétrica .....	10
2.3	Panorama Mundial da Energia Fotovoltaica.....	13
2.4	Geração Distribuída .....	16
2.4.1	Motores Alternativos.....	16
2.4.2	Microturbinas .....	18
2.4.3	Energia Eólica .....	20
2.4.4	Energia Solar Fotovoltaica.....	23
2.5	Eletrificação Rural .....	39
2.5.1	Formas de atendimento .....	40
2.5.2	Capacidade dos sistemas .....	44
2.6	Contexto Regulatório Nacional.....	45
2.6.1	Lei n.º 4.504 de 30 de novembro de 1964.....	45
2.6.2	Decreto n.º 62.655 de 3 de maio de 1968 .....	46
2.6.3	Lei n.º 7.783 de 28 de junho de 1989.....	46
2.6.4	Lei n.º 8.171 de 17 de janeiro de 1991.....	46
2.6.5	Decreto Não Numerado de 27 de Dezembro de 1994.....	46

2.6.6	Lei n.º 9.074 de 7 de julho de 1995.....	47
2.6.7	Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996.....	47
2.6.8	Decreto de 2 de Dezembro de 1999 .....	47
2.6.9	Lei n.º 10.438 de 26 de Abril de 2002 .....	48
2.6.10	Resolução Normativa ANEEL n.º 233 de 23 de Fevereiro de 2003 .....	48
2.6.11	Decreto n.º 4.873 de 11 de Novembro de 2003 .....	48
2.6.12	Resolução Normativa ANEEL n.º 175 de 28 de Novembro de 2005 .....	50
2.6.13	Resolução Normativa ANEEL n.º 345 de 16 de Dezembro de 2008.....	51
2.6.14	Portaria MME n.º 60, de 12 de Fevereiro de 2009.....	52
2.6.15	Resolução Normativa ANEEL n.º 482 de 17 de Abril de 2012.....	53
2.6.16	Resolução Normativa ANEEL n.º 493 de 5 de Junho de 2012.....	54
2.6.17	Comentários .....	56
2.7	Contexto Regulatório Alemão .....	70
2.7.1	<i>Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)</i> de 7 de Dezembro de 1990 .....	71
2.7.2	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)</i> de 25 de Fevereiro de 2000 .....	71
2.7.3	Comentários .....	73
2.8	Contexto Regulatório Espanhol .....	75
2.8.1	Lei 54 de 27 de Novembro de 1997 .....	75
2.8.2	Real Decreto 2.818 de 23 de Dezembro de 1998.....	76
2.8.3	Real Decreto 436 de 12 de Março de 2004.....	76
2.8.4	Real Decreto 661 de 25 de Maio de 2007 .....	76
2.8.5	Real Decreto-Lei 14 de 23 de Dezembro de 2010 .....	77
2.8.6	Real Decreto 1.565 de 19 de Novembro de 2010 .....	78
2.8.7	Real Decreto Lei 1 de 28 de Janeiro de 2012.....	78
2.8.8	Comentários .....	79

2.9	Contexto regulatório norte-americano .....	80
2.9.1	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i> .....	81
2.9.2	<i>Energy Policy Act</i> .....	82
2.9.3	<i>Energy Independence and Security Act</i> .....	83
2.9.4	Comentários .....	84
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO – APLICAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA UNIVERSALIZAÇÃO DO ESTADO DO AMAZONAS.....</b>	<b>88</b>
3.1	Caracterização do estudo .....	91
3.2	Características socioeconômicas do Amazonas.....	92
3.3	Sistema elétrico do Amazonas .....	93
3.4	Custos da universalização dos sistemas isolados.....	95
3.5	Proposta de um modelo de atendimento para domicílios isolados .....	103
3.6	Proposta de um sistema fotovoltaico .....	105
3.6.1	Dimensionamento da carga .....	106
3.6.2	Dimensionamento do banco de baterias.....	109
3.6.3	Dimensionamento da corrente de projeto, do ângulo de inclinação do arranjo e do número de módulos.....	112
3.6.4	Dimensionamento do controlador de carga e do inversor.....	115
3.7	Custos do sistema fotovoltaico e da energia gerada .....	118
<b>4</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>122</b>
4.1	Aplicação do modelo de atendimento, custos envolvidos e redução no consumo de óleo diesel.....	122
4.2	Comparação do atendimento por extensão de rede com o sistema fotovoltaico proposto.....	124
<b>5</b>	<b>ANÁLISES.....</b>	<b>132</b>
5.1	Metas e Custos da Universalização do País e do Amazonas .....	132
5.2	Indicadores da Qualidade dos Serviços .....	134

5.3	Impactos nos custos da energia gerada pelo sistema proposto .....	137
5.3.1	Influência do custo de O&M .....	137
5.3.2	Comparação dos custos de geração e de expansão do sistema elétrico	138
<b>6</b>	<b>COMENTÁRIOS .....</b>	<b>140</b>
6.1	Aspectos gerais da regulamentação internacional .....	140
6.2	Adoção da energia fotovoltaica na matriz energética nacional.....	143
6.3	Aspectos Regulatórios Nacionais .....	145
6.4	Manutenção dos sistemas fotovoltaicos.....	146
<b>7</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>148</b>
7.1	Propostas para trabalhos futuros .....	149
7.2	Trabalho Publicado .....	150
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>152</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Fator de fundamental importância para o desenvolvimento da humanidade, a energia sob suas diversas formas e usos, ganhou uma nova dimensão a partir deste século devido à necessidade de se introduzir a questão da sustentabilidade na sua produção e consumo.

Desde que Nikola Tesla demonstrou em 1893, durante a Feira Mundial de Chicago, a viabilidade da transmissão da energia elétrica em corrente alternada, em meio à denominada “guerra das correntes” com Thomas Edison e o sistema em corrente contínua, introduziram-se para os sistemas elétricos os conceitos das gerações centralizada e distribuída. A primeira, oriunda do modelo concebido por Tesla, previa a geração próxima aos grandes potenciais hidráulicos e minas de carvão, geograficamente distantes dos centros consumidores, que seriam atendidos por linhas de transmissão, aproveitando a facilidade em se elevar os níveis de tensão que a corrente alternada oferece, para posteriormente abaixá-las para serem distribuídas.

Defendida por Edison, a segunda opção preconizava que a geração deveria estar próxima ao consumo, não por ser uma alternativa tecnicamente melhor que a apresentada pela corrente alternada, mas pela constatação prática de que a proximidade entre fonte e carga era imperativa para diminuir as perdas por Efeito Joule, intrínsecas aos sistemas de transmissão em corrente contínua em baixa tensão e que se agravam quanto maiores forem os níveis de corrente envolvidos.

A geração centralizada predomina até os dias de hoje, por minimizar os custos com os sistemas de transmissão e distribuição, porém, a partir da década de 1980, com o desenvolvimento de novas tecnologias para produção de energia, foi possível viabilizar a geração distribuída utilizando fontes renováveis como a solar fotovoltaica, eólica e a biomassa, de modo a complementar a geração centralizada existente, pois estas fontes apresentam características intermitentes, condicionadas a existência dos ventos e do sol, no caso das fontes eólica e solar, porém com a vantagem de poderem ser instaladas próximas aos consumidores. Surge a partir de então a figura do produtor independente de energia, com autonomia suficiente para decidir a melhor forma de consumir essa energia e com a

possibilidade de comercializar os excedentes produzidos. Segundo (TOFLER, 1980), essa autonomia no comportamento transforma o consumidor em “prosumidor”, onde ele decide da maneira que melhor lhe convier, se consome ou vende a energia que ele próprio produz.

Com a gradual redução dos custos de implantação que as fontes renováveis de energia vêm apresentando ao longo do tempo, como exemplo, será possível utilizar a geração distribuída a partir de painéis fotovoltaicos instalados em prédios públicos, residências, edifícios, condomínios, fachadas e telhados. Outro aspecto fundamental das energias renováveis é sua aplicação na universalização da eletricidade no Brasil, tratada como responsabilidade do estado a partir de 2002, o que reforça a discussão sobre a aplicação dessas energias para atender a parcela da população que ainda não dispõe dos serviços de eletricidade.

Este Trabalho aborda a questão da universalização dos serviços de eletricidade no sistema isolado nacional utilizando sistemas fotovoltaicos *off-grid*, identifica o arcabouço legal que compreende o marco regulatório nacional e faz uma leitura da regulamentação internacional de países como a Alemanha, Espanha e Estados Unidos, com o objetivo de identificar as melhores práticas ali adotadas para aplicação da tecnologia fotovoltaica.

## **1.1 Justificativa e Motivação**

Os sistemas de distribuição permaneceram praticamente imutáveis na sua concepção até a década de 1980, quando começam a surgir novas tecnologias para geração de energia, com destaque para os micros, mini e pequenos empreendimentos energéticos, oriundos de fontes renováveis de energia. Porém, a inserção dessas fontes nos sistemas elétricos centralizados é dificultada pela pouca capacidade que os sistemas de controle convencionais possuem para despachá-las, frente às características que elas apresentam como intermitência na geração, baixa capacidade instalada e de energia firme.

Com os custos decrescentes a cada ano, a energia solar fotovoltaica será em breve uma opção econômica para geração de energia no país, sob as formas de geração centralizada e distribuída. O Brasil possui valores de irradiação solar global incidente entre 4.200 e 6.700 kWh/m<sup>2</sup>, superiores aos da maioria dos países europeus que se encontram em

estágios mais avançados nessa tecnologia, como a Alemanha (900-1.250 kWh/m<sup>2</sup>) ou a Espanha (1.200-1.850 kWh/m<sup>2</sup>) (PEREIRA et al, 2006).

Contrastando com esse fato, a capacidade tecnológica nacional nesse setor ainda é incipiente. Embora o Brasil conte com plantas capazes de industrializar o silício com grau metalúrgico a partir da mineração do quartzo, o país não domina o ciclo completo de produção do silício de grau solar, necessário para a produção das placas fotovoltaicas, cujo conhecimento nacional está limitado a alguns centros de pesquisas e plantas experimentais. Partindo desta premissa, há a necessidade de se fomentar o desenvolvimento da indústria da energia solar fotovoltaica no país, diante do imenso potencial de aplicação existente e, onde uma indústria nacional voltada para esse segmento, além do caráter estratégico de diminuir a dependência do fornecimento estrangeiro, irá alavancar a geração de empregos nos setores industriais e de serviços.

As quedas progressivas e contínuas nos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos têm apresentado nos últimos anos possibilita a utilização dessa tecnologia para o fornecimento de energia elétrica sob a forma de geração distribuída para atendimento das comunidades isoladas. A universalização do serviço público de energia elétrica no Brasil é detentora de grande potencial de aplicação da geração distribuída e o Programa Luz para Todos, em seu atual estágio, aponta para dificuldades técnico-econômicas em atender as comunidades e domicílios ainda não eletrificados, devido à grande dispersão geográfica e a baixa demanda de energia que essas comunidades apresentam (PEREIRA et al, 2004).

Atualmente há uma demanda por cerca de 866 mil ligações na área rural brasileira (ANEEL, 2013d) e deste total, 15% são oriundos da Amazônia e do Pantanal Mato-Grossense, locais que se encontram distantes das redes de distribuição existentes, fato que encarece o atendimento de forma convencional e onde há possibilidade de se utilizar sistemas fotovoltaicos para atender parte desta demanda.

## **1.2 Objetivo Principal**

O objetivo deste Trabalho é o de avaliar a implantação de sistemas fotovoltaicos nos sistemas isolados da Amazônia, no contexto da universalização dos serviços de energia

elétrica e apresentar, a partir do arcabouço legal existente no país e no exterior, um panorama sobre a utilização da energia fotovoltaica.

### **1.3 Objetivos Específicos**

Este Trabalho busca a partir do objetivo principal:

- Analisar os resultados obtidos no Brasil, Alemanha, Espanha e Estados Unidos com base no arcabouço legal existente sobre a energia fotovoltaica em cada um destes países;
- Analisar o processo de universalização dos serviços de energia elétrica nos sistemas isolados nacionais, notadamente na Amazônia Rural Brasileira, e propor um sistema fotovoltaico off-grid, com base na literatura existente, que possa atender domicílios isolados e que não possuam viabilidade econômica para o atendimento de forma convencional;
- Estimar os custos de implantação de sistemas fotovoltaicos individuais aplicados aos sistemas isolados no contexto da universalização da energia elétrica do Brasil, comparando com os custos de extensão das redes convencionais.

### **1.4 Estrutura do Trabalho**

Para atingir os objetivos definidos, o Trabalho foi estruturado da seguinte forma:

A primeira parte é apresentada no Capítulo 1 com a Introdução do Trabalho, onde estão contidas as considerações iniciais, os objetivos geral e específicos, as justificativas, motivações e a estrutura do Trabalho.

Na segunda parte, é apresentado o desenvolvimento do Trabalho, dividido da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica realizada, destacando-se o levantamento do arcabouço legal nacional e internacional sobre a energia

fotovoltaica com análises e comentários; a regulamentação da eletrificação rural e da universalização dos serviços de energia elétrica do Brasil e os conceitos das principais fontes utilizadas pela geração distribuída e das tecnologias utilizadas na eletrificação rural;

- O Capítulo 3 apresenta as considerações sobre o estudo de caso, descrevendo as fundamentações socioeconômicas que nortearam a escolha do estado do Amazonas, o modelo utilizado para a proposição do atendimento a domicílios isolados e o dimensionamento de um sistema fotovoltaico a ser aplicado no modelo de atendimento proposto;
- O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir da utilização do método adotado, identificando os quantitativos e os custos para a adoção da energia fotovoltaica no Amazonas, além da geração evitada utilizando óleo diesel.
- O Capítulo 5 apresenta as análises sobre as metas de universalização no país e no estado do Amazonas, sobre os indicadores da qualidade dos serviços e da influência dos custos de manutenção no custo da energia gerada pelo sistema proposto, além de comparar os custos de geração com o custo de expansão do sistema elétrico;
- O Capítulo 6 apresenta comentários sobre aspectos gerais da regulamentação nacional e internacional abordada, sobre a adoção da energia fotovoltaica na matriz energética nacional e a questão da manutenção dos sistemas fotovoltaicos;
- O Capítulo 7 apresenta as conclusões obtidas com o Trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentado inicialmente um breve histórico da indústria de energia elétrica, que embora tenha pouco mais de um século de existência, permeia toda a sociedade moderna, com grande relevância econômica, como se introduz em seguida, com um panorama global atualizado dessa indústria, enfocando particularmente a evolução da geração fotovoltaica. De interesse direto para o presente Trabalho, se apresenta uma revisão da eletrificação rural, das tecnologias de geração distribuída e um resumo das leis, regulamentos e mecanismos de incentivos aplicados à universalização dos serviços de eletricidade no sistema isolado nacional, bem como as principais ações e resultados obtidos pelo país no que tange a energia fotovoltaica. Também será abordada, analisada e comentada a regulamentação aplicada as energias renováveis de países como a Alemanha, Espanha e Estados Unidos, os quais possuem elevada capacidade instalada de energia fotovoltaica em suas matrizes energéticas.

### 2.1 Histórico da Indústria da Energia Elétrica Mundial

A história dos sistemas elétricos na forma como são conhecidos até os dias atuais começa no início do século XIX, num quadro onde os lares eram iluminados com velas, lampiões e lamparinas a querosene e óleo de baleia e a força motriz era realizada pelo homem e por tração animal. Antes de existir qualquer uso prático para a eletricidade, surgiram na Europa e nos Estados Unidos as primeiras companhias de iluminação a gás que perduraram até o final daquele século.

Nos anos 1870, inicia-se a comercialização da iluminação residencial e posteriormente a pública e em instalações externas, baseadas na descoberta do arco elétrico que aparecia quando dois eletrodos de carbono são afastados, formando um brilho intenso. Esse tipo de iluminação proporcionou o desenvolvimento de geradores mais eficientes, tendo Francis Brush contribuído para o desenvolvimento dessa tecnologia, criando um sistema de iluminação a arco com gerador associado (ABREU et al, 2010).

Em 1882 começa a operar em *New York* o primeiro sistema elétrico dos Estados Unidos para iluminação pública, que funcionava em corrente contínua com 110/220 V e

alimentava uma carga com 30 kW, dando início juntamente com outros sistemas, à indústria da energia elétrica no mundo. Thomas Edison patenteou este modelo de sistema e iluminou o centro financeiro de *Manhattan* e nesse mesmo ano, colocou em operação seis geradores de corrente contínua fornecendo a 85 consumidores, energia suficiente para alimentar 400 lâmpadas. Por intermédio de micro redes forneceu eletricidade para indústrias, lojas, hotéis e prédios de apartamentos (GALVIN et al, 2009). Contemporaneamente aos sistemas de corrente contínua, seus similares em corrente alternada também começavam a ocupar espaço nos serviços de eletricidade da Europa e dos Estados Unidos a partir dos anos 1880. O francês Lucien Gaulard e o britânico J. D. Gibbs demonstraram o sistema em Londres no ano de 1881 e o patentearam no ano seguinte (KYRBY et al, 1956). Com base no transformador de potência, idealizado por Michael Faraday 50 anos antes, o sistema Gaulard-Gibbs foi demonstrado em 1884 na Exposição Internacional de Turim, Itália, fornecendo a energia elétrica para aquela exposição (McNICHOL, 2006).

Em 1885, um pequeno sistema foi instalado por Sebastian Ziani de Ferranti na *London's Grosvenor Gallery* (VACLAV, 2005). Nesse mesmo ano, George Westinghouse, magnata da cidade de Pittsburgh, Pensilvânia, adquiriu o direito de patente norte americana do sistema idealizado por Gaulard-Gibbs e disponibilizou uma pequena equipe para desenvolver melhorias nos geradores e nos transformadores. No ano seguinte, William Stanley, engenheiro chefe da *Westinghouse Co.*, implantou um sistema de distribuição em corrente alternada em Great Barrington, Massachusetts, para iluminar ruas e lojas com 150 lâmpadas incandescentes (MUNSON, 2005), tornando-se o primeiro sistema em corrente alternada a ser instalado naquele país. A própria *Westinghouse* instalou uma planta similar para operação comercial em Buffalo, New York, em 1886 e com pedidos para fornecer cerca de duas dezenas de sistemas (McNICHOL, 2006).

No ano de 1889, o sistema de corrente alternada da *Westinghouse* tornou-se um forte competidor do sistema em corrente contínua de Edison, já implantado em uma série de localidades, dando início a chamada "Guerra das Correntes" (McNICHOL, 2006), e iniciando a partir de então uma vigorosa controvérsia entre a *General Electric Co.* e a *Westinghouse Co.*, sobre qual sistema deveria ser adotado como padrão para a indústria da energia elétrica (ABREU et al, 2010).

No ano de 1890, a Westinghouse tendo Nikola Tesla a frente dos trabalhos, iniciou pesquisas e experimentos com a corrente alternada, aproveitando a facilidade em se alterar os níveis de tensão para viabilizar os sistemas de transmissão a longas distâncias. Westinghouse vislumbrou as vantagens da economia de escala em se construir grandes centrais geradoras de energia próximas aos rios ou em pontos de entrega de carvão e disponibilizar essa energia por intermédio de linhas de transmissão e distribuição até o consumidor final. Apenas um gerador seria suficiente para suplantiar vários pequenos geradores semelhantes aos que Edison havia instalado, aumentando a possibilidade de se utilizar somente uma linha de transmissão e de confinar a poluição da queima de carvão longe dos centros de consumo. Outra vantagem que esse sistema apresentava era a de fornecer energia para os bondes nos horários de pico, para iluminação noturna e para os motores das fábricas durante o dia (GALVIN et al, 2009).

Desde o início da década de 1880, com a expansão da eletricidade para além de aplicações domésticas e de iluminação pública, várias exposições internacionais foram dedicadas a essa forma de energia, entre elas a de Paris e Londres em 1881, Munique em 1882, Viena em 1883, Filadélfia em 1884 e a do Jubileu Britânico em 1886-1887 (VACLAV, 2005). Em 1892, a cidade de Chicago anunciou os planos para uma exposição comemorativa dos 400 anos do descobrimento da América que ocorreria no ano seguinte. A *Columbian Exposition* seria a maior do tipo nos Estados Unidos até então e a eletricidade seria a atração principal e única fonte de energia da feira. A General Electric e a Westinghouse apresentaram propostas e esta última, com uma proposta comercial muito abaixo da apresentada pela *General Electric*, venceu a licitação para implantação do sistema elétrico da feira (McNICHOL, 2006).

A feira viria a ser uma importante vitória para Westinghouse e um momento de transição na percepção do público com relação à corrente alternada. No ano seguinte a feira, mais da metade de todos os novos equipamentos elétricos encomendados nos Estados Unidos eram em corrente alternada, em grande parte devido ao sucesso da Westinghouse e do superior desempenho do motor de indução de Tesla demonstrou na exposição (McNICHOL, 2006).

Com o crescimento das companhias locais até suas fronteiras territoriais, vislumbrou-se a possibilidade de se interconectarem os diversos sistemas elétricos existentes aproveitando suas ociosidades parciais, pois os picos no fornecimento não ocorriam simultaneamente. Desta forma, algumas empresas de energia visando aumentar a eficiência e a abrangência dos seus serviços, iniciariam estudos para interligar seus sistemas isolados, de modo a permitir que o fornecimento de energia fosse maximizado, o que resultaria numa operação e manutenção mais eficiente com a otimização desses serviços nas novas redes a medida que elas iam se formando. Por volta de 1920, a Europa Ocidental possuía um centro de carga para cada sistema de potência, porém para que as interligações ocorressem de fato, as empresas deveriam suplantar um problema técnico crucial: a frequência (ABREU et al, 2010). A variedade de frequências que os sistemas daquela época apresentavam era grande, variando entre a corrente contínua até os 133 Hz, compreendendo nesse intervalo as frequências de  $16 \frac{2}{3}$ , 25, 30,  $33 \frac{1}{3}$ , 40, 50, 60,  $66 \frac{2}{3}$ ,  $83 \frac{1}{3}$ , 125 e  $133 \frac{1}{3}$  Hz (LAMME, 1990).

A necessidade de se utilizar conversores para interligar sistemas que possuíam frequências diferentes e o baixo rendimento que esses equipamentos apresentavam na época, incentivou de fato a padronização das frequências (ABREU et al, 2010). Testes realizados com frequências de  $33 \frac{1}{3}$  Hz em lâmpadas incandescentes apresentaram pouco ou nenhum cintilamento, enquanto que com  $16 \frac{2}{3}$  Hz o cintilamento era extremamente forte (LAMME, 1990).

Segundo (NEIDHÖFER, 2011), para se padronizar a frequência, o principal obstáculo a ser superado era a contradição de duas tendências de usos finais para a eletricidade. Frequências mais elevadas eram melhores para a iluminação, pois reduziam a cintilação e tornavam os transformadores mais leves e menos dispendiosos. No entanto, para sistemas de potência com geradores, linhas de transmissão, motores e conversores rotativos, as frequências mais baixas eram mais eficientes, o que dificultava a escolha e a adoção de um padrão, pois o que determinava sua escolha muitas vezes dependia da finalidade do sistema elétrico.

A padronização da frequência de 50 Hz teve início na Europa, após o Comitê Alemão de Padronização recomendar a adoção de um único valor de frequência a partir de

1914, seguido pela Áustria em 1917, pela Inglaterra a partir de 1925, quando a *Central Electricity Authority* iniciou a interligação do sistema inglês de alta tensão, além da Suíça em 1934, embora este país ter reconhecido oficialmente as frequências de 50 e 60 Hz, adotava a primeira desde 1892. Com as frequências padronizadas, as interligações dos sistemas até então isolados não tardariam. Em 1958 começaram as interconexões entre os países da Europa continental, envolvendo a Alemanha, a França e a Suíça, e atualmente inclui 23 países, a partir de Portugal até a Dinamarca, Polônia, Grécia e algumas ilhas do Mediterrâneo (NEIDHÖFER, 2011).

Desta forma, a corrente alternada foi adotada por apresentar vantagens como a facilidade em se converter os níveis de tensão para transmitir e distribuir a energia com elevado rendimento, o que não era possível para os sistemas de corrente contínua com a tecnologia disponível naquela época e, pelo fato dos geradores e motores de corrente alternada serem de construção mais simples e baratos que os de corrente contínua. Ao se padronizar a corrente alternada estabelecia-se conjuntamente o conceito da geração centralizada, modelo que poderia atender a todas as cargas, vencendo a barreira da distância e barateando os custos, pois a medida que mais clientes eram conectados a sistemas elétricos que não necessitavam de serem expandidos, reduziam-se as tarifas de energia (ABREU et al, 2010).

## **2.2 Panorama Mundial da Energia Elétrica**

A crise do petróleo na década de 1970 despertou as nações para as limitações impostas pelos combustíveis fósseis e para a necessidade de se buscar alternativas para o suprimento energético por outras fontes que não as convencionais. A partir de então foram iniciados esforços para promover o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica para utilização residencial, comercial, em aplicações autônomas e conectadas à rede, uma vez que até então, esses sistemas só eram aplicados em satélites espaciais (ABREU et al, 2010).

A despeito de todos os esforços para aumentar a participação das energias renováveis como fontes primárias utilizadas para gerar eletricidade, os combustíveis fósseis predominarão como fontes primárias de energia até 2030 e contribuirão com cerca de 75% do acréscimo de energia nesse período (CGEE, 2010). Esta mesma referência indica uma

ampliação na participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica de 2,5% observada em 2007, para cerca de 8,6% em 2030.

Em 2010, a participação das fontes renováveis para geração de energia elétrica no mundo foi de cerca de 16% de origem hidráulica e de 4,5% de fontes de origem geotérmica, solar, eólica, biomassa e resíduos, totalizando 22.126 TWh (IEA, 2013). O Gráfico 2.1 e o Gráfico 2.2 apresentam respectivamente a predominância das fontes primárias não renováveis utilizadas para a geração de energia elétrica, cuja participação supera os 78% e as fontes primárias utilizadas para geração de eletricidade no período de 1971 a 2011.

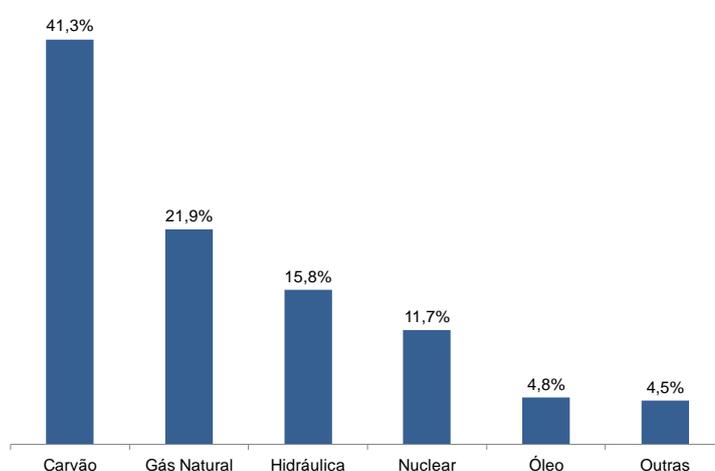


Gráfico 2.1 - Geração mundial percentual de eletricidade por fonte primária

Fonte: (IEA, 2013)

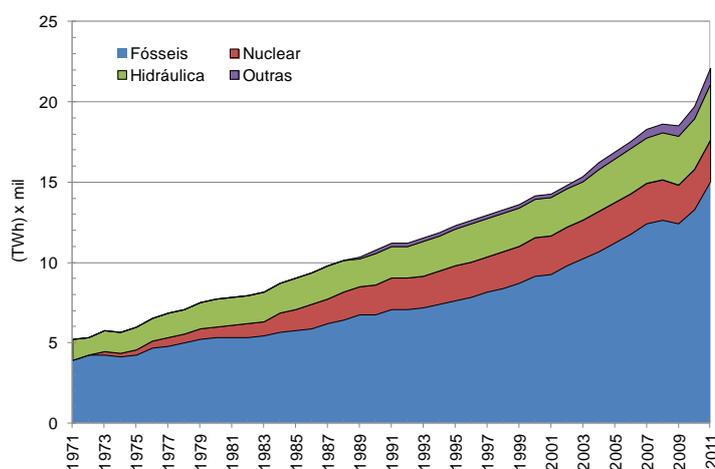


Gráfico 2.2 - Geração mundial de eletricidade por fonte primária de 1971 a 2010

Fonte: (IEA, 2013)

A geração de eletricidade no Brasil é bem diversa e mais favorável em relação à maioria dos países do mundo, pois 78,4% das fontes primárias da matriz energética nacional são oriundas de recursos hídricos, garantindo uma oferta de eletricidade de forma limpa e renovável. Porém, enquanto que em grande parte dos países a formulação e a execução de políticas de fomento as fontes renováveis de energia para geração de eletricidade são estratégicas, devido a maciça utilização de fontes não renováveis de energia, no Brasil ao contrário, essa relevância não se torna predominante, pelo fato do potencial hídrico a ser ainda explorado e pelos níveis de emissão de CO<sub>2</sub> que essas fontes apresentam estarem muito abaixo da média mundial (CASTRO et al, 2009). No Gráfico 2.3 estão representados 2.846 empreendimentos para geração de energia elétrica referente ao mês de maio de 2013, totalizando cerca de 123.000 MW (ANEEL, 2013a), além da previsão de adição de outros 42.464 MW para os próximos anos, provenientes de 156 empreendimentos que estão em construção e de outros 548 outorgados (ANEEL, 2013).

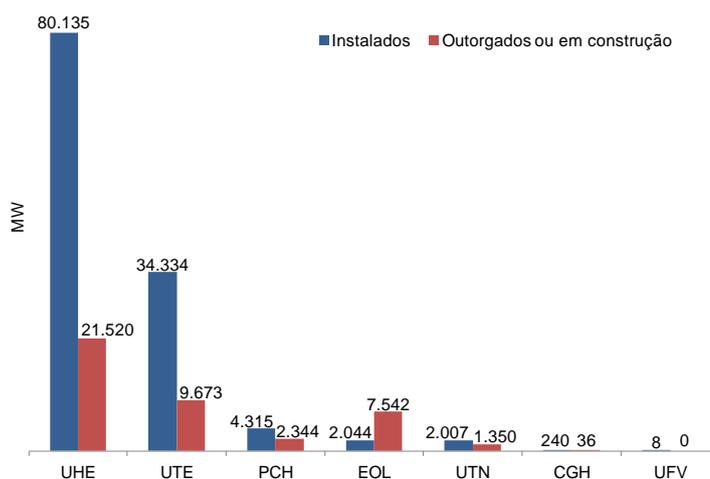


Gráfico 2.3 - Brasil: Empreendimentos de geração de energia elétrica em 2013

Fonte: (ANEEL, 2013a)

As fontes primárias utilizadas para geração de energia estão indicadas no Gráfico 2.4, com destaque para as fontes hidráulicas, que geraram cerca de 77% dos 552 TWh produzidos em 2012 (EPE, 2013).

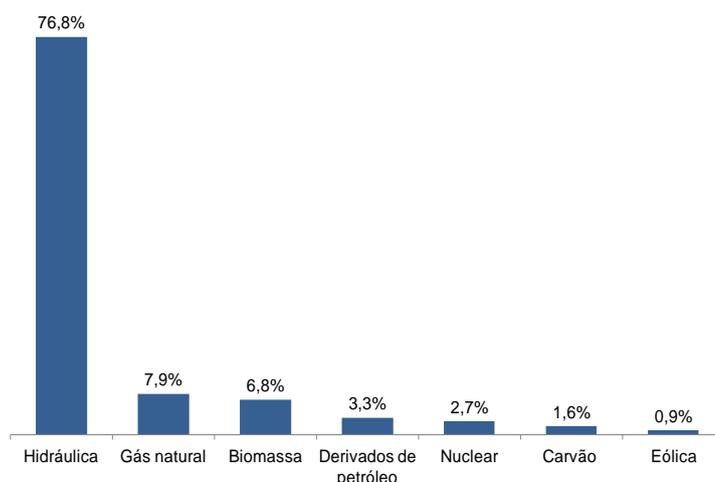


Gráfico 2.4 - Brasil: Geração de eletricidade por fonte primária em 2012

Fonte: (EPE, 2013)

Segundo (CASTRO et al, 2009), embora haja um potencial hidrelétrico da ordem de 150.000 MW a ser ainda explorado, a expansão do parque hidrelétrico nacional baseado em médios e grandes empreendimentos vem sofrendo gradativamente restrições de natureza ambiental, fato que aponta para uma necessidade de complementação com outras fontes de energia, justificando um aumento da participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica nacional.

### 2.3 Panorama Mundial da Energia Fotovoltaica

A capacidade instalada mundial das energias renováveis ultrapassou 1.470 GW em 2012, com um aumento de cerca de 8,5% sobre o ano anterior, estimando-se que deste total, as hidrelétricas cresceram cerca de 990 GW, enquanto que outras fontes renováveis cresceram 480 GW (REN21, 2013). Globalmente, a energia eólica representou cerca de 39% da capacidade de energia renovável adicionada em 2012, seguida pela energia hidrelétrica e pela fotovoltaica, cada uma contribuindo com 26%. A energia fotovoltaica atingiu o marco importante de 100 GW de capacidade instalada, ultrapassando a bioenergia e tornando-se a terceira maior tecnologia renovável em termos de capacidade instalada, mas não de produção de energia, logo após a hidráulica e a eólica (REN21, 2013). O Gráfico 2.5 mostra a participação das energias renováveis na produção global de eletricidade em 2012.

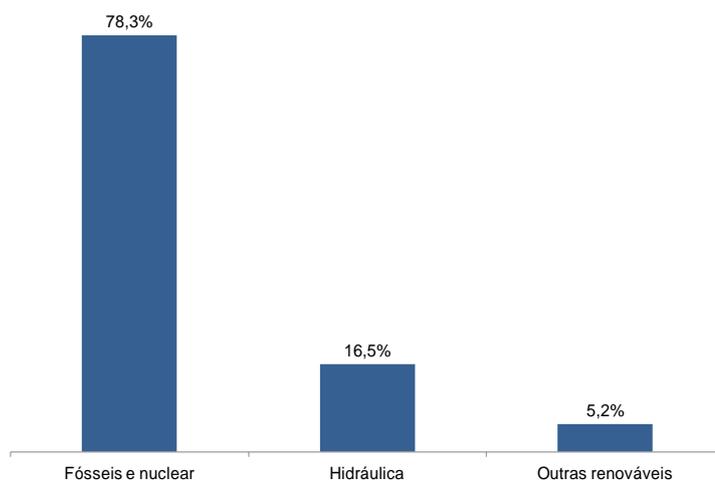


Gráfico 2.5 - Participação das energias renováveis na produção mundial de eletricidade

Fonte: (REN21, 2013)

Após registrar crescimento em 2011, o mercado mundial de energia fotovoltaica estabilizou, com a capacidade instalada em 2012 ligeiramente superior a alcançada no ano anterior. Ao final de 2009, a capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica era de 24 GW, atingindo até o ano de 2012 40,7 GW, 71,1 GW e 100 GW respectivamente, capaz de produzir pelo menos 110 TWh de eletricidade anualmente, suficientes para abastecer cerca de 30 milhões de domicílios europeus (EPIA, 2013). O Gráfico 2.6 mostra o incremento mundial da capacidade instalada da energia fotovoltaica, que apresenta crescimentos médios da ordem de 34% nos primeiros 20 anos e de 54% nos últimos 12 anos, indicando o potencial de crescimento desta modalidade de energia.

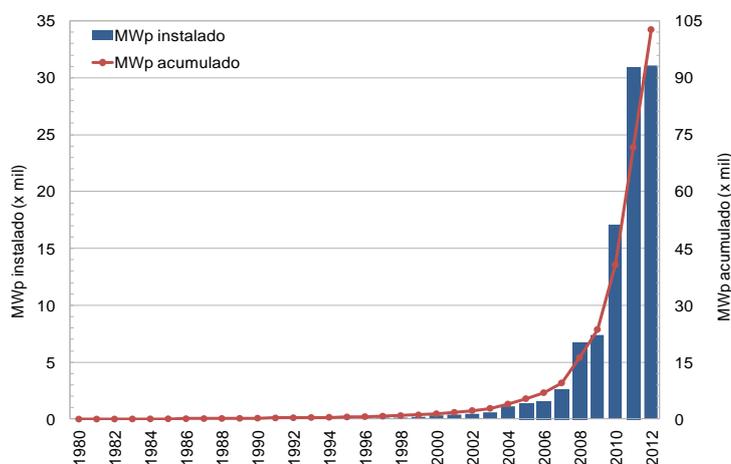


Gráfico 2.6– Evolução da capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica

Fontes: Adaptado de (LUQUE et al, 2003) e (EPIA, 2013)

O Gráfico 2.6 mostra que nos anos de 2011 e 2012 foram acrescentados em média cerca de 31 GW/ano à capacidade instalada do mercado mundial de energia fotovoltaica, representando um crescimento da ordem de 82% de cada um destes anos em relação ao ano de 2010, quando foram instalados cerca de 17 GW.

A Europa lidera a capacidade fotovoltaica instalada, com mais de 70 GW em 2012, representando 69% da capacidade mundial acumulada, em comparação com os 75% em 2011, seguida pela China (8,3 GW), EUA (7,8 GW), e Japão (6,9 GW). Muitos dos mercados fora da União Europeia, em particular China, EUA e Japão, além da Austrália (2,4 GW) e Índia (1,2 GW), aproveitaram somente uma pequena parte de seus potenciais, com a expectativa de continuidade na expansão dessa energia para os próximos anos. O

Gráfico 2.7 mostra a participação percentual dos países com as maiores capacidades instaladas de energia fotovoltaica, de um total de 100 GW instalados até 2012 (REN21, 2013).

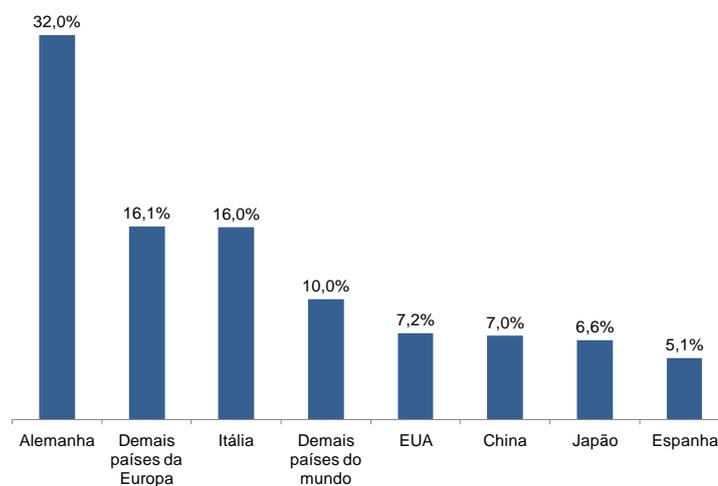


Gráfico 2.7 – Capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica em 2012

Fonte: (REN21, 2013)

Embora líder no mercado mundial de energia fotovoltaica em 2012, a Europa teve o primeiro declínio nesse mercado desde o ano de 2000, devido à redução dos incentivos, que incluem as tarifas-prêmio e a incerteza política, com queda mais significativa na Itália, embora a União Europeia tenha instalado pelo segundo ano consecutivo mais geração fotovoltaica do que qualquer outra tecnologia, representando cerca de 37% de capacidade

de 2012 (REN21, 2013). Ainda segundo esta fonte, o aumento da geração fotovoltaica começa a afetar a estrutura de gestão do sistema elétrico europeu, que tem enfrentando obstáculos que incluem a competição direta com produtores de fontes convencionais de energia e a saturação das redes locais.

## **2.4 Geração Distribuída**

O conceito de geração distribuída é bastante amplo e há diversas opiniões dos estudiosos no tema, as quais não são unânimes quanto às categorias de potência instalada, formas de utilização e locais de entrega, entre outros aspectos.

Segundo (INEE, 2002) é considerado como geração distribuída qualquer fonte geradora cuja produção se destina em sua maior parte para cargas locais ou próximas da fonte geradora, sem a utilização dos sistemas de transmissão e, utilizando principalmente fontes de energia oriundas de resíduos de processo combustíveis. Esta referência considera como geração distribuída pequenas centrais hidrelétricas até 30 MW de potência e reservatório com superfície máxima de três km<sup>2</sup>, usinas geradoras de outros tipos até 30 MW e não estabelece limite de potência para plantas de cogeração para a produção de frio/calor.

Já o PRODIST define a geração distribuída como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, despachadas – ou não – pelo ONS”.

(EL-KHATTAM et al, 2004) classificam os tipos e as tecnologias utilizadas na geração distribuída em dois grupos distintos. Do primeiro deles fazem parte geradores tradicionais que utilizam motores a combustão e do segundo, os geradores não tradicionais, que empregam fontes renováveis de energia e dispositivos eletroquímicos e de armazenamento.

### **2.4.1 Motores Alternativos**

Dentre as tecnologias empregadas na geração distribuída, os motores de combustão interna ou alternativos são os mais utilizados (BORBELY et al, 2001). Eles apresentam

vantagens como baixo custo de instalação, boa performance para ciclos intermitentes, operação com fluxo de exaustão de alta temperatura e alta eficiência para carga parcial utilizando ciclo combinado de calor e energia.

Os motores de combustão interna são classificados como motores de Ciclos Otto e Diesel. Os de Ciclo Otto necessitam de velas de ignição para gerar uma centelha no cilindro e provocar a combustão. Utilizam como combustíveis hidrocarbonetos líquidos ou gasosos, de elevado poder calorífico, como a gasolina, o etanol, o gás natural ou o liquefeito de petróleo. Os motores de Ciclo Diesel, cuja ignição ocorre por compressão, a mistura ar-combustível entra em combustão devido a elevada temperatura atingida durante a compressão. Utilizam combustíveis menos voláteis como o óleo diesel (LORA et al, 2006). Na Tabela 2.1 estão apresentadas as principais características dos motores alternativos em função da velocidade.

Tabela 2.1 – Principais características dos motores alternativos

<b>Velocidade</b>	<b>Rotação (rpm)</b>	<b>Origem</b>	<b>Características gerais</b>
Baixa	58 - 275	Naval	Utiliza combustíveis residuais
Média	275 - 1.200	Ferrovária	Alto custo de investimento Maior eficiência
Alta	1.200 – 3.600	Automotiva	Baixo custo de investimento Menor eficiência

Fonte: Adaptado de (LORA et al, 2006)

De acordo com (BORBELY et al, 2001), conjuntos motogeradores instalados como unidades de suprimento de energia de emergência possuem um elevado potencial para serem utilizados como geração distribuída. Essas unidades operam normalmente somente algumas horas por ano em testes periódicos de partida ou quando ocorrem interrupções no fornecimento de energia. Instalações que frequentemente utilizam geradores de emergência como hospitais, centros de processamento de dados ou em plantas industriais com processos críticos e que não podem permanecer sem o suprimento de energia elétrica, possuem equipamentos aptos a atender a geração distribuída. Algumas concessionárias norte americanas utilizam grupos geradores de consumidores para programas de redução de picos de demanda, remunerando-os ou dando-lhes isenções e descontos durante esses períodos.

Normalmente os motores são acoplados diretamente ao gerador e operam em velocidades síncronas, definidas pela Equação (2.1) quando são conhecidas a frequência e o número de polos do gerador:

$$N = \frac{120 \cdot f}{P} \quad (2.1)$$

onde:

$N$  é a velocidade síncrona do gerador em (rpm);

$P$  é o número de polos;

$f$  é a frequência em (Hz).

A Tabela 2.2 exemplifica as velocidades síncronas para as frequências de 50 e 60 Hz associadas ao tamanho do motor.

Tabela 2.2 – Variação da velocidade síncrona com o número de polos e a frequência

Tamanho	Velocidade síncrona (rpm)			
	Pequeno	Médio	Grande	
Frequência (Hz)	2 polos	4 polos	6 polos	8 polos
50	3.000	1.500	1.000	750
60	3.600	1.800	1.200	900

Fonte: (BORBELY et al, 2001)

## 2.4.2 Microturbinas

As microturbinas são largamente utilizadas em sistemas de geração distribuída e de cogeração. Pequenas e de ciclo-simples a gás, suas saídas variam normalmente entre 25 e 300 kW. Técnicas de melhoria de desempenho incluem a recuperação do calor de exaustão, baixas emissões de óxido nitroso e o uso de materiais avançados como cerâmicas nas partes quentes, além de estarem disponíveis nas modalidades de eixo único e eixo duplo (CHOUDHURY et al, 2009).

As unidades com eixo único operam em alta velocidade síncrona, variando entre 50.000 e 120.000 rpm, com o compressor, turbina e gerador montados no mesmo eixo. A Figura 2.1 mostra os componentes de uma microturbina de eixo único (CHOUDHURY et al, 2009).

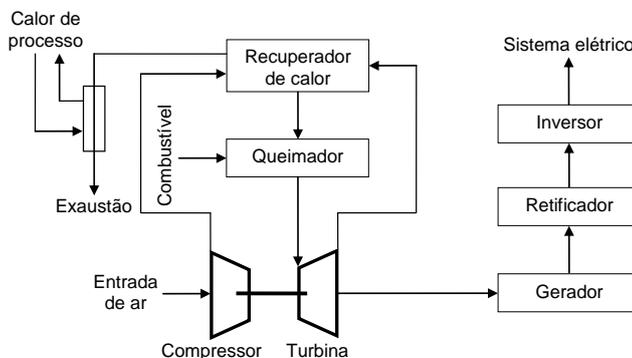


Figura 2.1 – Microturbina de eixo único

Fonte: (CHOUDHURY et al, 2009)

As unidades que operam com eixo duplo usam um gerador com velocidade de 3.600 rpm conectado a turbina por meio de uma caixa de redução de velocidades. (CHOUDHURY et al, 2009), conforme indicado na Figura 2.2.

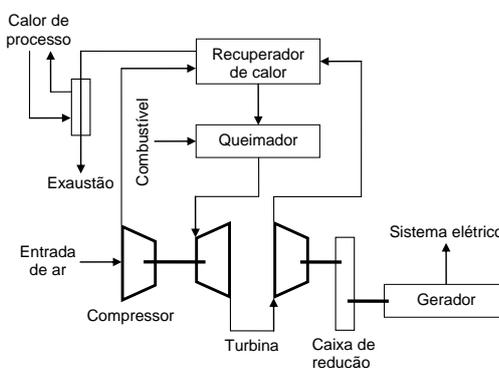


Figura 2.2 – Microturbina de eixo duplo

Fonte: (CHOUDHURY et al, 2009)

A utilização de acoplamento com gerador síncrono elimina o uso do conversor para a redução da frequência, eliminando os harmônicos e melhorando a qualidade da energia, porém uma fração da energia gerada é consumida na caixa de redução, diminuindo a eficiência do sistema.

Ao contrário dos geradores tradicionais, as microturbinas são projetadas para operar por longos períodos de tempo e exigem pouca manutenção. Elas podem fornecer toda a demanda de energia de um cliente ou podem ser usadas em *stand-by*, para redução ou corte dos picos de demanda (*peak-shaving*) e em sistemas de cogeração, utilizando a maioria dos combustíveis comercialmente disponíveis. (CHOUDHURY et al, 2009)

### 2.4.3 Energia Eólica

A energia eólica é a forma mais conhecida de energia pela humanidade depois do fogo e tem sido utilizada há centenas de anos, muito antes da invenção dos motores a combustão ou da eletricidade, movendo barcos pelos oceanos e bombeando água para agricultura (PHILIPSON et al, 2006). Os aerogeradores atuais são um aprimoramento dos antigos moinhos de vento, com sofisticados projetos para serem muito mais eficientes que seus predecessores. Segundo (EL-KHATAM et al, 2004) uma turbina eólica é composta por um rotor, um sistema de propulsão com duas ou três pás, unidade de acoplamento, eixo e nacele, onde estão instalados os demais componentes da turbina, tais como a caixa de controle de velocidades, gerador, sistema de freio e anemômetro, entre outros. O vento, ao rodar as pás, movimentam o eixo que está acoplado ao gerador, gerando eletricidade.

Para serem viáveis, os aerogeradores devem ser instalados em locais onde os ventos sejam constantes. Ainda segundo (PHILIPSON et al, 2006), para um melhor aproveitamento, instala-se um parque eólico, composto por vários aerogeradores, separados a uma distância tal que a operação de uma unidade não interfira na unidade adjacente. Cerca de duas a três vezes o diâmetro das pás devem separar duas unidades laterais. Já na direção do vento, cerca de cinco a dez "diâmetros" devem ser guardados para evitar essa interferência.

O aerogerador captura a energia cinética do fluxo do vento através das lâminas do rotor e transfere a energia para o gerador de indução através da caixa de velocidades, cuja função é transformar as velocidades mais lentas de rotação da turbina para velocidades de rotação mais altas do lado do gerador de indução. A frequência e a tensão de saída são mantidas dentro de um intervalo especificado, usando técnicas de supervisão de medição, controle e proteção. A capacidade média de uma turbina comercial era de 300 kW até

meados de 1990, porém recentemente foram desenvolvidas máquinas com capacidades até 5 MW. (CHOWDHURY et al, 2009)

A potência de saída de um aerogerador é determinada por fatores como a velocidade do vento, o tamanho e a forma da turbina e é dada pela Equação (2.2).

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad (2.2)$$

onde:

$P$  é a potência em (W);

$C_p$  é o coeficiente de potência que exprime a quantidade da energia extraída da turbina;

$\rho$  é a densidade do ar em (kg/m<sup>3</sup>);

$v$  é a velocidade do vento (m/s);

$A$  é a área de varredura das lâminas do rotor (m<sup>2</sup>).

Conforme o tipo de controle aerodinâmico utilizado, os aerogeradores são classificados como geradores de velocidade constante e velocidade variável. Os geradores de velocidade constante dominaram o mercado até o final dos anos 1990 e ainda representam uma parte significativa das turbinas atualmente em operação. Porém, inovações tecnológicas levaram a um gradual surgimento das máquinas de velocidade variável (MATHEW et al, 2011).

As máquinas de velocidade constante consistem de um gerador assíncrono conectado a uma caixa de transmissão para elevar a velocidade de rotação do eixo do rotor até a velocidade do gerador, o qual está conectado à rede com um conjunto de capacitores para compensar a energia reativa e a velocidade do gerador é ditada pela frequência da rede. Esse tipo de gerador dominou o mercado até os anos 1990. Eles podem ser classificados como (MATHEW et al, 2011):

- a. Controle de estol passivo: o torque do gerador regula a velocidade do rotor em operações abaixo da potência nominal, maximizando a captura de energia. A potência gerada com ventos fortes é limitada pelo projeto das pás, que provocam

perda de eficiência e mantém a velocidade do rotor constante por um gerador assíncrono conectado à rede;

- b. Controle de passo variável: a variação do passo das pás em relação ao vento controlam a potência gerada pelo rotor, de tal modo que maximizam a captura de energia ou descartam os excessos para não exceder as limitações mecânicas do gerador. Não há controle de passo abaixo da operação nominal e o torque do gerador regula a velocidade do rotor.
- c. Controle de estol ativo: é uma combinação dos controles de passo variável e de estol passivo. As pás giram ligeiramente sobre seus eixos longitudinais, de modo a ajustar o passo e o estol para otimizar a operação tanto nas altas como nas baixas velocidades de vento.

As máquinas de velocidade variável permitem atingir certo grau de variação de velocidade utilizando geradores assíncronos, de modo a reduzir as emissões de ruído e melhorar a geração de energia com ventos fracos e a qualidade da energia com ventos fortes. Os geradores de velocidade variável podem ser classificados como (MATHEW et al, 2011):

- a. Dupla velocidade: permite ao rotor girar com ventos fracos em velocidade inferior utilizando um maior número de polos e em maior velocidade utilizando menor número de polos para os ventos fortes;
- b. Autodeslizantes: utiliza um rotor bobinado conectado a resistores variáveis por intermédio de anéis de deslizamento, que permitem compensar mudanças na velocidade de rotação da ordem de 10% sem variar a frequência de saída do gerador;
- c. Duplamente alimentados: os enrolamentos do estator estão diretamente conectados à rede, além de utilizar um conversor de frequência conectado entre o rotor bobinado e a rede, permitindo uma variação moderada da velocidade do rotor e alcançando uma melhor eficiência aerodinâmica. O conversor controla a tensão do rotor em amplitude e em ângulo de fase, e permite o controle parcial da energia ativa e reativa;
- d. Acionamento direto: utiliza um gerador síncrono conectado à rede por intermédio de um conversor eletrônico, permitindo a operação do gerador em qualquer velocidade de rotação do rotor e este na velocidade ideal para cada condição de vento.

Os componentes típicos de um aerogerador com passo regulado e velocidade variável típico é mostrado na Figura 2.3.

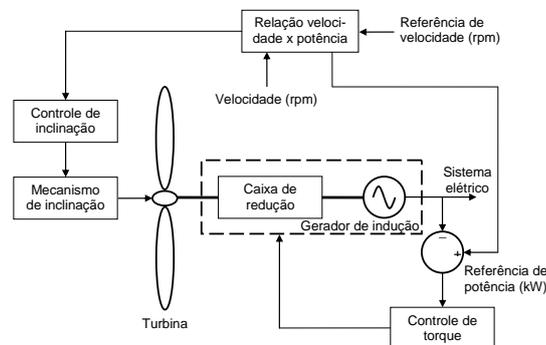


Figura 2.3 - Aerogerador com passo regulado e velocidade variável

Fonte: (CHOWDHURY et al, 2009)

#### 2.4.4 Energia Solar Fotovoltaica

A produção de eletricidade a partir da energia solar teve início em 1839, quando o cientista francês Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico, ao observar o aumento da geração de eletricidade em uma célula eletrolítica ao ser exposta à luz, composta por dois eletrodos metálicos imersos em uma solução condutora. Posteriormente, estudos foram realizados com diversos materiais, até que em 1954, Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson desenvolveram a primeira célula fotovoltaica de silício com eficiência de 6%, capaz de converter energia solar em eletricidade suficiente para alimentar equipamentos elétricos (MME, 2008).

A radiação solar global, a forma mais abundante de energia na Terra, é formada pela soma de três componentes. A primeira, denominada de radiação direta, é a luz do sol que atinge diretamente a superfície da terra sem sofrer nenhuma dispersão. A segunda componente é a luz solar dispersa na atmosfera e é proveniente de todas as direções, atingindo a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre e é denominada de radiação difusa. A terceira é a luz solar refletida pelo solo, terrenos rochosos ou pela vegetação e é conhecida como radiação albedo (MESSENGER et al, 2003 e CEPEL, 2014). Estas três componentes estão indicadas na Figura 2.4 (MME, 2008).

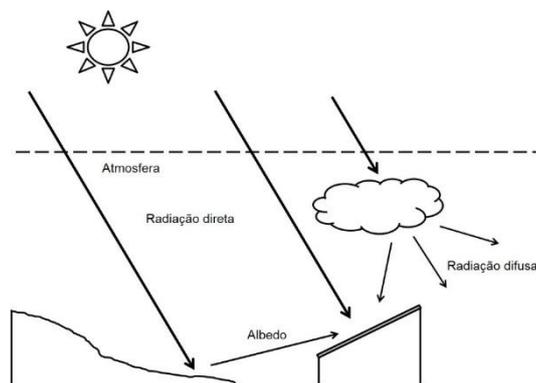


Figura 2.4 - Componentes que formam a radiação global

Fonte: (MME, 2008)

Com a capacidade de transformar a radiação solar em energia elétrica, uma célula fotovoltaica utiliza materiais semicondutores como o silício, o arsênio, o gálio, o índio, reunidos sob a forma de uma estrutura cristalina, tendo o silício como base.

Os átomos de silício possuem 4 elétrons na camada de valência, os quais se ligam por intermédio de pares de ligações aos elétrons dos átomos vizinhos para formar a estrutura cristalina. Sob a influência da temperatura ou da luz é possível romper o equilíbrio dessa estrutura e liberar elétrons, que se movem livremente através dela, deixando lacunas nos átomos que eram anteriormente ocupados por esses elétrons (ALTENER, 2004), cujo fenômeno é denominado de autocondução e está indicado na Figura 2.5.

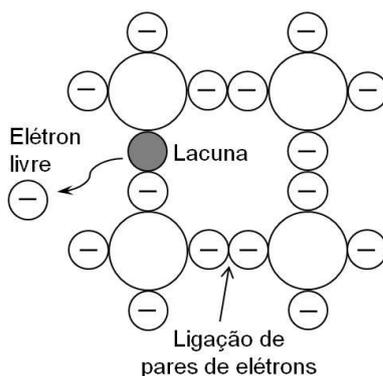


Figura 2.5 - Processo de autocondução em uma estrutura cristalina

Fonte: Adaptado de (ALTENER, 2004)

Para ser capaz de gerar energia, uma estrutura cristalina é dopada com elementos químicos ou “impurezas”, tais como o fósforo (elemento *n*) e o boro (elemento *p*), os quais

provocam respectivamente excesso ou falta de elétrons nas camadas de valência. Os elétrons livres dos átomos de fósforo são capazes de transportar energia e as lacunas produzidas pelos átomos de boro são preenchidas pelos átomos do silício, gerando lacunas em outros locais da estrutura, cujo fenômeno é denominado de condução extrínseca.

Colocando-se duas estruturas semicondutoras dopadas com materiais  $p$  e  $n$  sobrepostas é produzida uma junção  $p-n$ , onde ocorre a difusão dos elétrons livres para o semicondutor  $p$  e as lacunas para o semicondutor  $n$ . Os elétrons que passam para o lado  $p$  tornam essa região negativa pois encontram as lacunas dos átomos de boro que recebem um elétron. Na região formada entre as duas camadas aparece um campo elétrico produzido pelo excesso de cargas positivas e negativas na junção  $p-n$ , que impede a passagem dos elétrons para o lado  $p$  e as lacunas para o lado  $n$ . Essa região é denominada de barreira de potencial (CEPEL, 2004) e está indicada na Figura 2.6.

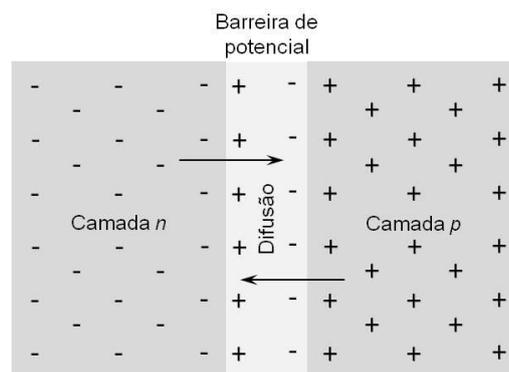


Figura 2.6 – Barreira de potencial criada pelo efeito da difusão de elétrons

Fonte: Adaptado de (ALTENER, 2004)

O efeito fotovoltaico ocorre quando uma célula solar é exposta à luz, onde os fótons contidos na radiação solar atingem os elétrons contidos na camada  $n$  (superior), os quais têm suas ligações quebradas pela energia absorvida. Assim como os elétrons livres são conduzidos à camada  $n$ , as lacunas se agrupam na camada  $p$ , criando um campo elétrico de sentido contrário ao movimento das cargas. A energia gerada pode então fluir para a carga através dos contatos metálicos inseridos nas partes frontal e posterior da célula para a carga, conforme indicado na Figura 2.7.

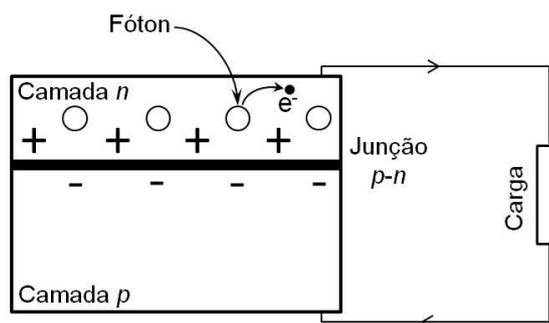


Figura 2.7 – Diagrama simplificado do efeito fotovoltaico

Fonte: (Borbely et al, 2001)

Como a tensão e a corrente de saída de uma única célula são muito baixas, um grande número de células são dispostas na combinação série-paralelo para produzir arranjos fotovoltaicos ou módulos com maior tensão e potência. Um módulo fotovoltaico pode ser equipado com sistema de rastreamento do ponto máximo de energia (*Maximum Power Point Tracking - MPPT*) que maximiza sua potência de saída, deslocando o ponto de operação conforme a irradiação solar (CHOWDHURY et al, 2009).

## i. Tipos de Células Fotovoltaicas

- a. Silício monocristalino: consistem de células cortadas de um único cristal cilíndrico de silício. A principal vantagem dessas células é a sua eficiência, que atinge valores entre 12 e 16% (CEPEL, 2004), embora o processo de fabricação seja complexo e caro. (CHOWDHURY et al, 2009)
- b. Silício Multicristalino: São elaboradas a partir de células cortadas de um lingote de silício derretido e recristalizado. Nesse processo, o silício fundido é convertido em lingotes de silício policristalino, sendo então cortados em discos (*wafers*) muito finos e montados em células completas. As células de silício multicristalino são mais baratas que as células monocristalinas devido ao processo de fabricação mais simples, no entanto, possuem uma eficiência de 12%, mais baixa se comparadas as células monocristalinas. O *thick-film* (filme espesso) é uma tecnologia de silício multicristalino onde o silício é depositado em um material base. A célula é encapsulada em um polímero isolante transparente com uma tampa de vidro

- temperado e montado em uma estrutura rígida de alumínio (CHOWDHURY et al, 2009).
- c. Painéis de filme fino: são formados de materiais semicondutores como o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o disseleneto de cobre e índio (CIS) e o telureto de cádmio (CdTe) depositados em camadas com espessura de alguns microns, com pouco material semicondutor e de baixo custo. Destes, o silício amorfo é o mais utilizado (CEPEL, 2004). O silício amorfo absorve a luz de forma mais eficaz do que o silício cristalino, permitindo que as células sejam mais finas. Por esta razão, o silício amorfo é também conhecido como uma tecnologia de *thin-film*. O silício amorfo pode ser depositado em uma ampla gama de substratos, rígidos ou flexíveis, o que o torna ideal para superfícies curvadas e módulos dobráveis. As células amorfas são, no entanto, menos eficientes que as células cristalinas, apresentando eficiências típicas da ordem de 6%, mas com a vantagem de serem mais fáceis e baratas de se produzirem (CHOWDHURY et al, 2009).
- d. Híbridos: soluções híbridas como o silício cristalino/silício amorfo (s-Si:H / c-Si) ou a heterojunção (HJ) estão se tornando populares devido ao seu excelente desempenho e ao processo simplificado de produção a baixas temperaturas. Este híbrido combina o monocristalino e o filme fino para produzir células com as melhores características de ambas as tecnologias. A característica fundamental da tecnologia HIT (heterojunção com camada fina intrínseca), desenvolvida pela Sanyo, consiste em uma fina camada intrínseca de silício amorfo inserida entre o amorfo emissor e a base cristalina formando uma célula solar HJ com uma camada fina heterogênea. A camada amortecedora, devido às suas excelentes propriedades de passivação, permite obter tensões de circuito aberto e módulos com eficiência maior que 17%. A Tabela 2.3 apresenta uma comparação das eficiências entre as diferentes tecnologias fotovoltaicas (CHOWDHURY et al, 2009).

Tabela 2.3 - Eficiência das tecnologias utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas

<b>Tecnologia</b>	<b>Monocrist.</b>	<b>Multicrist.</b>	<b>Filme fino</b>	<b>Híbrido</b>
Eficiência às condições padrão de teste (STC) (%)	16-17	14-15	8-12	18-19
Eficiência do módulo (%)	13-15	12-14	5-7	16-17

Fonte: (CHOWDHURY et al, 2009)

## ii. Características construtivas dos módulos

As células são encapsuladas em módulos para serem protegidas contra intempéries e a umidade do ar. Gerando 0,4 V no ponto de máxima potência, elas são conectadas em série de modo a produzir maiores tensões em módulos que possuem entre 28 e 40 células de silício cristalino, para disponibilizarem 16V para carregar baterias de 12V. Os módulos de filme fino possuem menos que 28 células e apresentam tamanhos e formas livres, aptos a se adaptarem a telhas e janelas.

Os principais parâmetros relacionados aos módulos fotovoltaicos são (CEPEL, 2004):

- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) – tensão que aparece nos terminais do módulo quando este é posicionado em direção ao sol sem ter nenhuma carga conectada;
- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) – corrente que circula entre os terminais do módulo quando este está curto-circuitado e apontado para o sol;
- Potência nominal ( $W_p$ ) – potência associada às condições padrão de testes: radiação solar  $1 \text{ kW/m}^2$ , temperatura da célula  $25^\circ\text{C}$  e massa de ar 1,5.

O conceito de massa de ar (AM), que caracteriza o efeito de uma atmosfera translúcida sob a luz do Sol está indicado na Figura 2.8 e é definido como sendo o comprimento relativo que a radiação direta percorre através da atmosfera. Em um dia claro ao nível do mar, a radiação do Sol no Zênite (ao meio dia) corresponde a uma massa de ar igual a 1. Em outros horários, a massa de ar é aproximadamente igual a  $1/\cos\theta_z$ , sendo  $\theta_z$  o ângulo formado entre o raio direto e o Zênite. (MME, 2008)

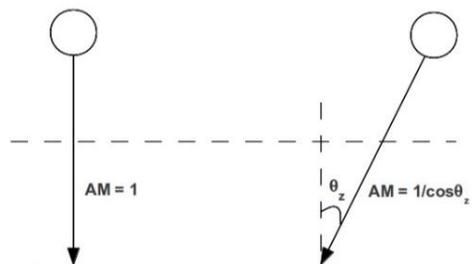


Figura 2.8 - Conceito de massa de ar

Fonte: (MME, 2008)

A definição matemática é dada pela Equação (2.3). Quando o Sol encontra-se no Zênite, a relação é unitária e aumenta à medida que cresce o ângulo entre o feixe solar e a vertical. Para  $AM = 1,5$ ,  $\theta_z$  é de  $48,2^\circ$ , considerado como condição padrão de teste.

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z} \quad (2.3)$$

Essa expressão é válida apenas para ângulos zenitais entre  $0^\circ$  e  $60^\circ$ . Para ângulos maiores, o efeito da curvatura da Terra torna-se significativo e deve ser considerado.

A curva característica I - V é a representação gráfica que o módulo apresenta quando é conectado a ele uma carga variável. Em cada ponto da curva o produto da corrente pela tensão representa a potência gerada para uma determinada condição de operação. Desta forma não há potência na saída do módulo para as condições de circuito aberto e de curto-circuito, devido a tensão ou a corrente serem zero. O Gráfico 2.8 representa a curva típica I - V de uma célula de silício monocristalino.

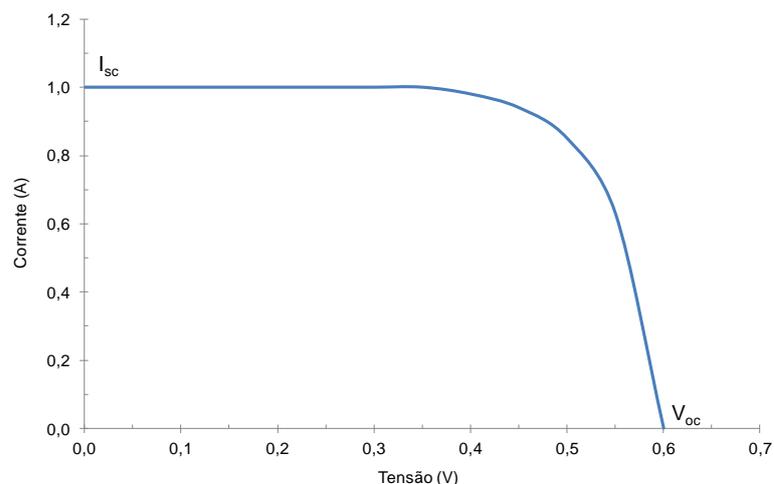


Gráfico 2.8 - Curva I - V típica de um módulo fotovoltaico

Fonte: (CEPEL, 2004)

Em um módulo há somente uma tensão com a respectiva corrente para a qual a máxima potência pode ser determinada. Esse ponto pode variar conforme o nível da irradiância solar incidente sobre o painel e corresponde ao produto da tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) pela corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) para a irradiação considerada, conforme ilustrado no Gráfico 2.9. Os pontos indicados mostram, para o módulo adotado no

exemplo, as máximas potências que podem ser obtidas a partir dos níveis de irradiação incidente considerados.

É importante salientar que os parâmetros  $P_m$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  indicados nas características elétricas dos painéis fotovoltaicos são especificados sob as condições padrão de ensaio (*STC*) para radiação, temperatura de operação e massa de ar (CEPEL, 2004) e não consideram as variações da irradiância solar.

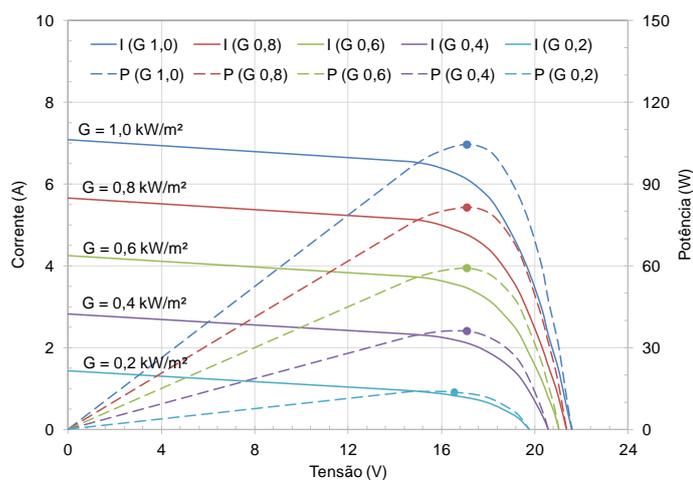


Gráfico 2.9 - Efeito da variação da irradiância solar sobre a curva I - V na potência de um módulo fotovoltaico com 36 células de silício cristalino

Fonte: (CEPEL, 2014)

A partir da curva característica I - V de um módulo, pode-se calcular a potência máxima e a eficiência de um módulo fotovoltaico utilizando as Equações (2.4) e (2.5):

Máxima potência:

$$P_{mp} = I_{mp} \cdot V_{mp} \quad (2.4)$$

onde:

$P_{mp}$  é a máxima potência gerada pelo painel em (W);

$I_{mp}$  é a máxima corrente em (A);

$V_{mp}$  é a máxima tensão em (V).

Eficiência:

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot G} \quad (2.5)$$

onde:

$I_{mp}$  é a corrente de máxima potência em (A);

$V_{mp}$  é a tensão de máxima potência em (V);

$G$  é a potência luminosa incidente em (W/m<sup>2</sup>);

$A$  é a área útil do módulo em (m<sup>2</sup>).

### iii. Conceito de Horas de Sol Pleno

Para efeito de dimensionamento de um sistema fotovoltaico ou para determinar a máxima potência de uma instalação, a energia disponível em um determinado período, dada em kWh/m<sup>2</sup>, é convertida para outra unidade denominada de horas de sol pleno (HSP). Este conceito é dado pelo número de horas médias diárias de sol, com uma intensidade igual a 1 kW/m<sup>2</sup> e equivale à energia total diária que incide sobre a superfície do gerador em kWh/m<sup>2</sup> (MME, 2008). Ela reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m<sup>2</sup>, de modo que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão (CEPEL, 2004). A Equação (2.6) exemplifica a forma de cálculo do número de horas de sol pleno considerando a energia diária acumulada em 6 kWh/m<sup>2</sup>. O resultado é apresentado no Gráfico 2.10 onde estão consideradas as 6 horas de sol pleno no período de 9 às 15 horas obtidos a partir de um perfil de irradiância solar teórico.

$$HSP = \frac{6 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kW/m}^2} = 6 \text{ horas/dia} \quad (2.6)$$

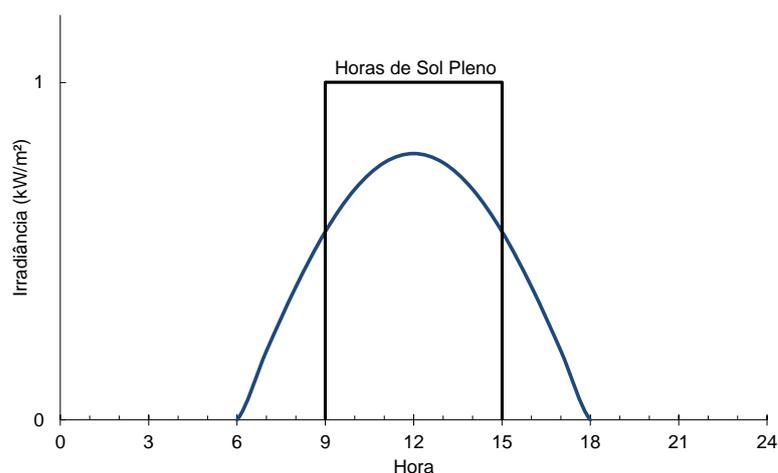


Gráfico 2.10 - Perfil da radiação solar diária com o valor equivalente de Horas de Sol Pleno

Fonte: (CEPEL, 2004)

#### iv. Baterias

As baterias são utilizadas nos sistemas fotovoltaicos isolados para armazenar energia nos períodos noturnos ou nublados, onde a geração é nula ou reduzida e atendem à demanda de energia nessas ocasiões. É formada por células ou vasos eletroquímicos capazes de armazenar energia elétrica sob a forma de energia química originada no processo de oxidação e redução no interior da bateria. São denominadas de células primárias, quando são utilizadas apenas uma vez, a exemplo das pilhas e secundárias, também chamadas de acumuladores, quando há possibilidade de serem recarregadas (CEPEL, 2014).

Quanto a aplicação elas são classificadas como automotivas, projetadas para descargas rápidas com elevados níveis de corrente e baixa profundidade de descarga; tração, indicadas na operação de veículos elétricos e projetadas para operar em ciclos diários com descargas profundas e taxas de descarga moderadas; estacionárias, quando permanecem em regime de flutuação e ocasionalmente tornam-se a fonte principal de energia, situação típica de sistemas ininterruptos de energia (*no-breaks*) e as fotovoltaicas, projetadas para ciclos de profundidade de descarga rasos ou moderados com reduzidas taxas de descarga.

Quanto as formas de confinamento podem ser abertas ou ventiladas, que necessitam de verificação periódica para correção do nível do eletrólito e as seladas, que

possuem o eletrólito confinado em um separador ou sob a forma de gel e não necessitam de adição de água.

Quanto a tecnologia utilizada as mais comuns são as chumbo-ácidas, que contém como material ativo o dióxido de chumbo no catodo e o chumbo metálico no anodo, imersos em uma solução diluída de ácido sulfúrico nas proporções de 27-37% de ácido para 73-63% de água. Largamente empregadas em sistemas fotovoltaicos, os quais utilizam baterias do tipo “sem manutenção” com liga de chumbo-cálcio no anodo e em menor escala as seladas com eletrólito absorvido e as abertas com liga de baixo antimônio. De utilização recente no país, as baterias chumbo-ácidas estacionárias com placas tubulares (*OPzS e OPzV*) são projetadas para descargas profundas, visando a redução do custo do ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos (GALDINO, 2012), pois esse tipo de bateria apresenta uma maior vida útil quando comparada com as convencionais.

As baterias com tecnologia de níquel-cádmio (Ni-Cd) e as de hidreto metálico de níquel (NiMH) que as substituíram possuem estrutura semelhante às das baterias chumbo-ácidas, com os catodos formados por hidróxido de níquel e os anodos por cádmio imersos em uma solução aquosa de hidróxido de potássio em concentrações de 20 a 34%.

As baterias de íons de lítio (Li-Ion), de tecnologia mais moderna que as de Ni-Cd ou NiMH, possuem uma estrutura com três camadas formadas por um separador poroso entre o anodo e o catodo, cujos materiais são impregnados em um eletrólito com solvente orgânico dissolvido em sais de lítio e selado em um recipiente metálico. O catodo é formado por uma liga de lítio e cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) ou por óxido de lítio manganês ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) e o anodo é formado por grafite. Esse tipo de bateria apresenta altas densidades energéticas e são aplicadas em larga escala nos equipamentos eletrônicos portáteis e em veículos elétricos (LUQUE, et al, 2011).

Dos tipos de baterias citados, as chumbo-ácidas ainda são as mais utilizadas, pois as demais tecnologias embora apresentem vantagens como maior eficiência, maior vida útil e maior profundidade de descarga, de maneira geral ainda não apresentam viabilidade econômica para aplicação em sistemas fotovoltaicos, devidos aos altos custos de aquisição.

Com o objetivo de compreender as principais características das baterias, são apresentadas a seguir as definições deste equipamento aplicadas a este Trabalho (CEPEL, 2004):

- a. Capacidade: Definida em ampere-hora (Ah), é a capacidade que pode ser retirada da bateria quando ela está a plena carga. Pode ser expressa também em (Wh);
- b. Capacidade nominal: estimativa do fabricante do total de (Ah) que pode ser retirado de uma bateria para a corrente de descarga. Tecnicamente uma bateria de 200 Ah deve ser capaz de fornecer 200 A em uma hora, 100 A por duas horas ou 1 A em duzentas horas;
- c. Capacidade de energia: é o produto entre a tensão da bateria e a sua capacidade em (Ah) que pode ser fornecido por ela, expresso em (Wh);
- d. Profundidade de descarga: indica o percentual da capacidade nominal da bateria que foi retirado a partir da plena carga. A retirada de 20 Ah de uma bateria com capacidade nominal de 100 Ah resulta em 20% de profundidade de descarga. Descargas profundas (> 50%) reduzem a vida útil da bateria;
- e. Vida útil: é o numero de ciclos (sequência de carga/descarga) com uma determinada profundidade de descarga a que uma bateria é submetida sem apresentar falhas. As baterias chumbo-ácidas atingem o final da vida útil quando estando totalmente carregadas, fornecem apenas 80% da sua capacidade nominal.

O Gráfico 2.11 indica a curva típica da vida útil de uma bateria chumbo-ácida em função da sua profundidade de descarga.

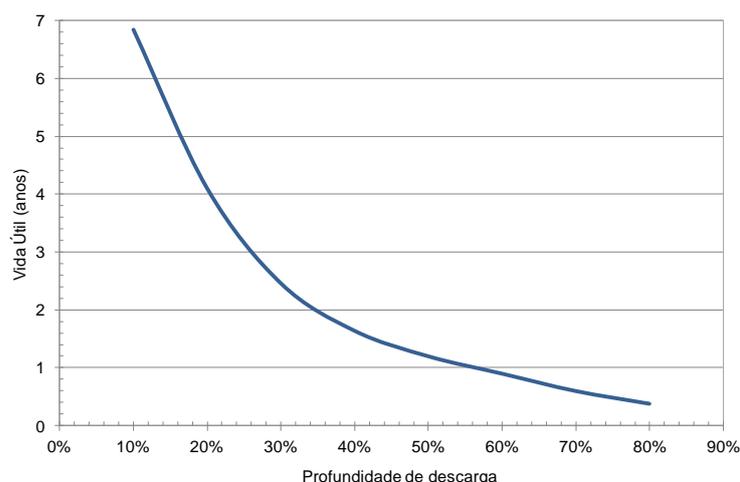


Gráfico 2.11 - Vida útil de uma bateria chumbo-ácida em função da profundidade de descarga

Fonte: (JOHNSON CONTROLS, 2013)

## v. Controladores de carga e inversores

Os controladores de carga são utilizados em sistemas fotovoltaicos para facilitar a máxima transferência de energia do arranjo fotovoltaico para as baterias e protegê-las contra cargas e descargas excessivas. O estado da carga de uma bateria é determinado pela integração das correntes de entrada ou saída, ou pela simples verificação do nível de tensão em seus terminais, mantendo-a entre um limite inferior e outro superior.

Outra característica importante é a forma utilizada pelo controlador para a desconexão do painel fotovoltaico. O controlador tipo *shunt* utiliza um circuito eletrônico ou eletromecânico para desligar ou reduzir o fluxo de corrente na bateria quando ela está carregada, desviando a maior parte da corrente do painel fotovoltaico e apenas uma parcela desta corrente permanece carregando a bateria. Já o controlador tipo série desconecta o arranjo fotovoltaico quando a bateria está completamente carregada. (CEPEL, 2004)

Os inversores são responsáveis por converter a corrente contínua gerada pelo arranjo fotovoltaico em corrente alternada. Operam com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 Vcc e as converte em 120 ou 240 Vca em 50 ou 60 Hz, utilizando circuitos eletrônicos para chavear a corrente contínua e transforma-la em corrente alternada. Eles podem ser comutados pela rede, denominada de comutação natural, onde o processo de inversão é

controlado pela tensão da rede elétrica ou por autocomutação, onde o controle é realizado pelo próprio inversor (CEPEL, 2004).

Os inversores são dimensionados a partir da potência elétrica que deverá alimentar em operação normal em um determinado período de tempo ou pela potência de pico necessária para partir motores ou outras cargas que necessitam de duas a seis vezes suas correntes nominais para funcionarem. Conforme a forma de onda da saída eles são classificados como inversores de onda quadrada, de onda quadrada modificada ou retangular, *Pulse Width Modulation – PWM* e de onda senoidal. Os inversores de onda quadrada produzem elevadas distorções harmônicas e possuem reduzida capacidade de regulação de tensão. Já os modelos de onda quadrada modificada apresentam menor distorção em relação ao anterior. Os inversores do tipo *PWM* possuem baixa distorção harmônica e permitem a construção de inversores senoidais utilizando sistemas de filtragem complexas. Os de onda senoidal, de projeto mais elaborado que os demais, são mais caros e podem alimentar quaisquer aparelhos em corrente alternada de acordo com sua classe de potência (CEPEL, 2004).

## **vi. Aplicações para sistemas fotovoltaicos**

Quanto a aplicação os sistemas fotovoltaicos são classificados em quatro tipos (IEI, 2009):

- a. Sistemas domiciliares isolados ou autônomos – são sistemas que fornecem eletricidade às residências sem estarem conectados a nenhum tipo de rede de distribuição, atendendo a pequenas cargas domésticas para iluminação e cargas que demandam pouca energia;
- b. Sistemas não domésticos isolados – foram as primeiras aplicações comerciais para sistemas terrestres, fornecendo energia para telecomunicações, refrigeração de medicamentos e vacinas em postos de saúde e bombeamento de água, entre outros;
- c. Sistemas distribuídos conectados a rede elétrica – fornecem energia ao consumidor residencial ou comercial, suprimindo parcial ou totalmente as necessidades desses

consumidores. Estes por sua vez, podem comercializar seus excedentes de energia com a distribuidora local;

- d. Sistemas centralizados conectados a rede elétrica – funcionam como uma fonte de energia convencional, normalmente distantes dos centros de consumo.

## vii. Tipos de sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFDs) para sistemas isolados

Quanto às configurações de atendimento, os SFDs podem ser classificados como (CEPEL, 2014):

- a. Corrente contínua: utilizado sistemas de pequena potência (normalmente até 100 Wp), apresentam características de elevada confiabilidade e robustez, além de custos inferiores aos demais SFDs, devido a simplicidade de concepção. É bastante difundido em países da África e da América do Sul. A Figura 2.9 mostra um diagrama simplificado de um SFD exclusivamente em corrente contínua.

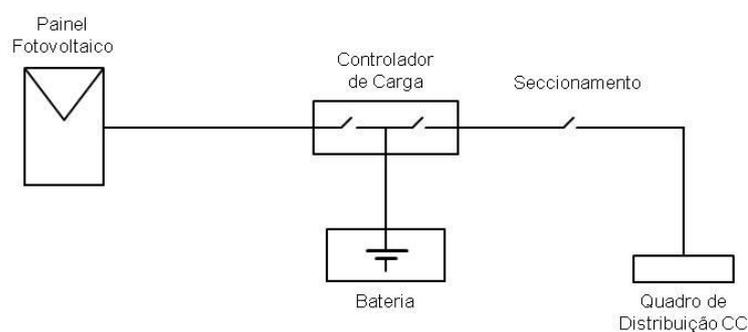


Figura 2.9 - Diagrama de um sistema fotovoltaico domiciliar em corrente contínua

Fonte: (CEPEL, 2014)

Conforme será abordado no Capítulo 2.6, a regulamentação da ANEEL não prevê o atendimento por parte das distribuidoras utilizando esse tipo de sistema, embora diversos projetos de eletrificação no país, implantados por ONGs, universidades, cooperativas ou por conta dos consumidores, tenham adotado esse tipo de sistema.

- b. Corrente alternada: esse tipo de atendimento necessita de um inversor para converter a corrente contínua em alternada, equipamento que pode vir a apresentar problemas de confiabilidade e introduzir perdas no sistema, principalmente nos períodos em que a carga é pequena (DI LASCIO et al, 2009), causando a interrupção do serviço. A Figura 2.10 mostra o diagrama simplificado de um SFD em corrente alternada.

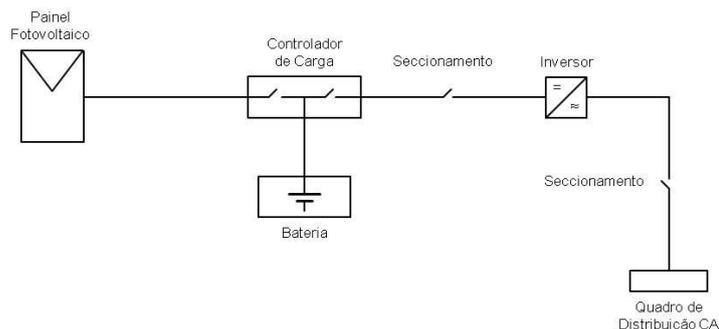


Figura 2.10 - Diagrama de um sistema fotovoltaico domiciliar em corrente alternada

Fonte: (CEPEL, 2014)

A regulamentação brasileira exige que as concessionárias utilizem SFDs em corrente alternada, de acordo com os níveis de tensão de distribuição predominantes no município, com o objetivo de utilizar aparelhos eletrodomésticos comercialmente disponíveis, além de equiparar o serviço oferecido com o atendimento convencional disponível nos centros urbanos.

- c. Mistos (CA/CC): também permitido pela legislação brasileira, possui dois tipos de fornecimento de energia, sendo o primeiro deles por intermédio de um circuito em corrente contínua, que alimenta a iluminação e cargas de pequena potência, tais como receptores de rádio e telefones. O segundo circuito, em corrente alternada, é utilizado a partir de um inversor para alimentar a refrigeração, TV e outras cargas de pequena potência. Esta configuração apresenta a vantagem de manter o fornecimento de energia aos equipamentos alimentados em corrente contínua e à iluminação, caso o inversor venha a falhar, porém, apresenta como desvantagens a maior complexidade quanto à definição de interrupção de atendimento e a dificuldade do usuário em entender a interação da geração com os equipamentos a

partir de dois tipos diferentes de tensão. A configuração mista é apresentada na Figura 2.11

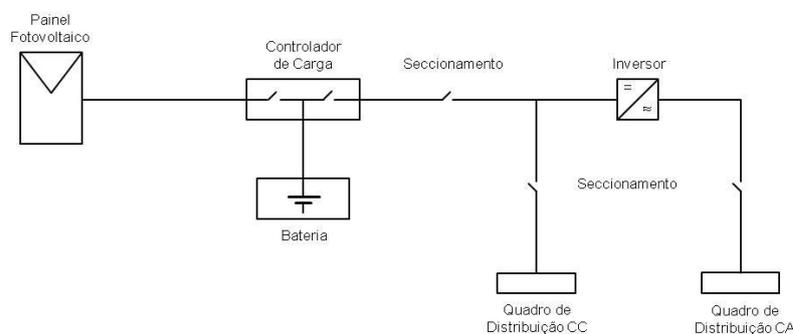


Figura 2.11 - Diagrama de um sistema fotovoltaico domiciliar misto (CC/CA)

Fonte: (CEPEL, 2014)

## 2.5 Eletrificação Rural

Segundo (RIBEIRO et al, 1999) a eletrificação das áreas rurais possui pouca rentabilidade sob a ótica de mercado, mesmo causando impactos sociais positivos quando adotada. O atendimento do mercado rural possui como características a dispersão, que causa elevados investimentos iniciais e o baixo consumo, que embora tenha tarifas subsidiadas, aumenta consideravelmente o tempo de recuperação do investimento (PAZZINI et al, 2000).

Países como a Austrália, Canadá e Estados Unidos desenvolveram programas de eletrificação rural aliando uma estrutura de financiamento atrativa com a adoção de sistemas de distribuição simplificados. No Brasil, pesquisas com sistemas simplificados de baixo custo foram realizadas no Rio Grande do Sul na década de 1970 (RIBEIRO et al, 2000), embora desde 1958 redes monofilares são utilizadas nesse estado (CARVALHO, 1984).

Iniciativas para a eletrificação rural calcadas em ações isoladas das concessionárias não foram suficientes para universalizar o serviço de eletricidade no campo, fato agravado pelas grandes distâncias envolvidas e a baixa densidade de consumidor por quilometro, que colaboraram para a ausência desse serviço na zona rural (PAZZINI, et al, 2000). Pelo fato da eletrificação rural não induzir um crescimento significativo nem ter um retorno atraente,

o país atendeu entre os anos 1980 e 1990 menos de 2% de suas necessidades no setor rural, apresentando cerca de 67% das propriedades rurais não eletrificadas no ano de 1997 (RIBEIRO et al, 2000a).

Na reestruturação do setor elétrico promovida ainda na década de 1990, a universalização notadamente a do setor rural teve importância marginal e sua discussão veio a ocorrer tardiamente, pois os contratos de concessão da época não estabeleceram metas de universalização (VIANA, 2007), embora a eletricidade esteja incluída no acesso aos serviços públicos e ser imprescindível para o desenvolvimento da sociedade (FUGIMOTO, 2005).

Esse quadro foi alterado a partir do início dos anos 2000, com as modificações amparadas no § 1.º do Artigo 9.º da Constituição Federal de 1988 (CAMARGO et al, 2008), o qual assegura entre outros, o direito de greve aos trabalhadores e, que por intermédio de lei complementar, seriam definidos quais serviços ou atividades seriam considerados essenciais. Com este amparo constitucional, foi promulgada a Lei 7.783 de 28 de junho de 1989, cujo Inciso I do Artigo 10 considera como essencial, entre outros, o serviço de distribuição de energia elétrica. Ainda segundo (CAMARGO et al, 2008), na Constituição Federal o Brasil constitui-se em Estado Democrático de Direito e tem entre outros fundamentos, a cidadania e a dignidade da pessoa humana. Com esse entendimento, foi promulgada a Lei 10.438 de 23 de abril de 2002 que aborda a questão da universalização dos serviços públicos de energia elétrica no meio rural e posteriormente, a Resolução Normativa ANEEL 233 de 29 de abril de 2003, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica no país.

A seguir são apresentadas as principais características e configurações das linhas de distribuição utilizadas na eletrificação rural.

### **2.5.1 Formas de atendimento**

As linhas de eletrificação rural devem ter como características principais a construção simplificada e custos reduzidos de operação e manutenção. Para implantação da eletrificação rural destaca-se a utilização das seguintes tecnologias (MME, 1985):

- a. Adoção de sistema monofilar com retorno pela terra (MRT);
- b. Condutores de aço zincado e de aço-alumínio nas linhas de média tensão: permitem um maior grau de tracionamento que resulta em menores flechas e maiores vãos entre as estruturas, utilizando em média 3,25 postes por quilômetro;
- c. Condutores de alumínio em linhas de baixa tensão: de maneira análoga à média tensão, permitem um maior distanciamento entre postes, utilizando em média 5,76 postes por quilometro;
- d. Transformadores monofásicos especiais para eletrificação: com potências de 3, 5 e 10 kVA nas tensões de  $34,5\sqrt{3}$  e 13,2 kV que possuam características compatíveis com a curva de carga dos consumidores rurais, tais como dificuldades no balanceamento das cargas;
- e. Postes de madeira: para o barateamento dos custos devido à redução da flecha proporcionada pela utilização dos condutores de aço galvanizado e de alumínio com alma de aço;
- f. Padrões de entrada dos consumidores simplificados.

De maneira semelhante ao atendimento das redes de distribuição urbanas, a eletrificação rural pode ser executada a partir de sistemas trifásicos, porém com destaque para os sistemas monofásicos, bastante adequados às características de baixa demanda de energia e pela alta dispersão dos domicílios. Os principais tipos de sistemas utilizados na eletrificação rural são (ELETROBRAS, 1986):

- a. Sistema fase-fase: possui duas fases derivadas de uma rede trifásica para atender um suprimento monofásico. Muito empregado na França, utiliza a mesma estrutura de um sistema trifásico e para convertê-lo nessa configuração, basta inserir um terceiro condutor;
- b. Sistema fase-neutro: de construção simplificada e rápida, dispensa o uso de cruzetas e ferragens, utiliza transformadores com uma única bucha de alta tensão com um para-raios e uma chave monofásica, possibilitando o uso de um neutro comum na

alta e na baixa tensão e barateando seus custos. É o sistema mais utilizado nos Estados Unidos;

- c. Sistema monofilar com retorno pela terra (MRT): amplamente utilizado para a eletrificação rural de países como Austrália, Nova Zelândia e Rússia. Além das características apresentadas pelo sistema fase-neutro, possuem a vantagem de diminuir a probabilidade da ocorrência de interrupções e apresentar custos 30% menores que o sistema fase-fase.

Dependendo da natureza do sistema elétrico existente, dos esquemas de proteção, do tipo de carga a ser utilizada e das características do solo, o sistema MRT pode ter as seguintes variações (ELETROBRAS, 1986):

- a. Sistema MRT sem transformador de isolamento: possui um único condutor metálico ligado a uma das fases de uma linha trifásica, com o retorno da corrente sendo efetuado pelo solo, conforme apresentado na Figura 2.12.

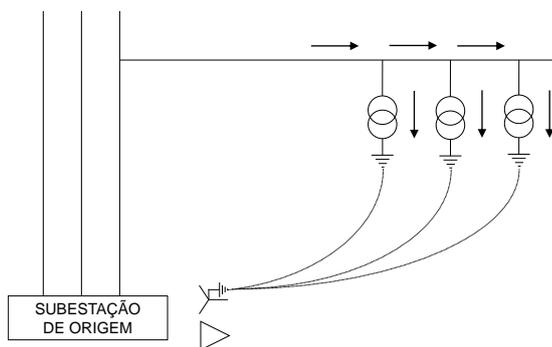


Figura 2.12 - Sistema MRT sem transformador de isolamento

Fonte: (ELETROBRAS, 1986)

Esta configuração só pode ser adotada em alimentadores ligados em estrela aterrada. Trata-se de uma simplificação do circuito monofásico multiaterrado, com a eliminação do condutor neutro e dos aterramentos ao longo da linha, sendo a versão mais prática e econômica do MRT.

- b. Sistema MRT com transformador de isolamento: formado por um único condutor metálico a partir de um transformador de isolamento, com o enrolamento primário conectado a duas fases de um sistema trifásico e o secundário entre o condutor

metálico e a terra, utilizada como caminho de retorno da corrente, conforme apresentado na Figura 2.13.

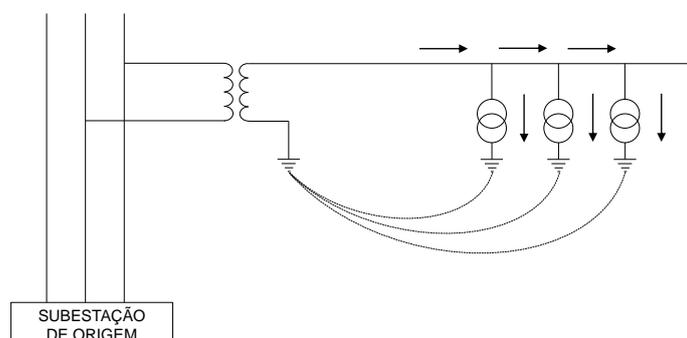


Figura 2.13 – Sistema MRT com transformador de isolamento

Fonte: (ELETROBRAS, 1986)

Esta configuração tem como vantagens a limitação da corrente de curto-circuito no arranjo e a limitação da circulação de correntes de retorno pela terra, reduzindo as interferências nas linhas de telecomunicações. Ela adequa a tensão do MRT às tensões nominais padronizadas e é capaz de elevar a tensão permitindo o atendimento em condições econômicas de uma área mais ampla. Como desvantagens apresenta o custo adicional do transformador de isolamento, que atua limitando a potência do ramal à sua potência e, na ausência do aterramento do transformador de isolamento, cessa o fornecimento de energia para o ramal.

- c. Sistema MRT com neutro parcial: consiste na interligação dos aterramentos dos transformadores ao longo do ramal MRT com um condutor adicional, semelhante ao monofásico multiaterrado, porém sem estar conectado ao neutro da subestação, conforme apresentado na Figura 2.14.

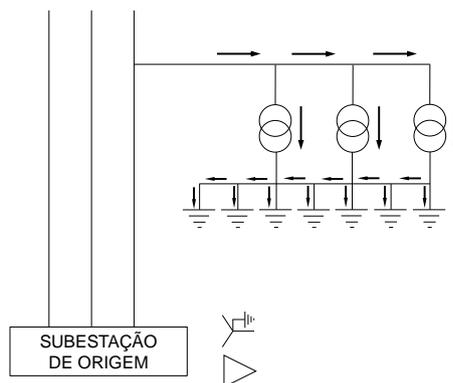


Figura 2.14 - Sistema MRT com neutro parcial

Fonte: (ELETROBRAS, 1986)

É utilizado em regiões de solos com alta resistividade, onde não se consegue atingir os valores de resistências de terra definidos nos projetos. A interligação dos aterramentos contribui para reduzir o valor da resistência de terra equivalente em cada ponto do circuito.

### 2.5.2 Capacidade dos sistemas

A regulação da tensão é determinante na eletrificação rural para avaliar a capacidade de carga. Desprezando-se a resistência do circuito de retorno por terra, pode-se afirmar que para uma mesma regulação e utilizando a mesma fiação, uma rede de 11 kV monofilar tem a mesma capacidade que uma rede trifásica a três fios na mesma tensão (ELETROBRAS, 1986). De modo análogo, uma rede monofilar de 12,7 kV possui  $2/3$  da capacidade de carga de uma linha bifásica de 22 kV. A Tabela 2.4 apresenta as capacidades de carregamento de diversas configurações de sistemas, com base em uma queda de tensão de 7% e um fator de potência de 0,8 em atraso.

Tabela 2.4 – Capacidades de carregamento das redes rurais

<b>Tipo de rede</b>	<b>Condutor de cobre 7/0,064 (kW/milha)</b>	<b>Condutor de aço de 3/12” (kW/milha)</b>
11 kV trifásico – 3 fios	3.300	460
11 kV – fase/fase	1.650	230
11 kV fase/neutro multiterrado	2.300	-
11 kV – MRT	3.300	460
12,7 kV – MRT	4.400	610
22 kV – fase-fase	6.600	920
22 kV – 3 fases – 3 fios	13.200	1.840

Fonte: (ELETROBRAS, 1986)

## 2.6 Contexto Regulatório Nacional

A partir da década de 1960 é possível identificar ações governamentais com o intuito de promover a eletrificação rural no país, com a promulgação do chamado Estatuto da Terra. Desde então, destaca-se a adoção de diversos programas de eletrificação rural nas esferas federal e estaduais, porém sem se atingir a maioria dos domicílios rurais ainda não eletrificados.

O arcabouço legal adotado a partir dos anos 2000, instituindo a obrigatoriedade no atendimento dos domicílios não eletrificados sem quaisquer ônus aos consumidores a serem atendidos, alavancou de forma definitiva a eletrificação rural no país. Neste Capítulo estão abordados os principais instrumentos legais e regulatórios nacionais aplicados a eletrificação rural e a energia fotovoltaica.

### 2.6.1 Lei n.º 4.504 de 30 de novembro de 1964

Também conhecida como “Estatuto da Terra”, esta Lei regulou os direitos e obrigações dos bens imóveis rurais para promover a reforma agrária e a política agrícola, estabelecendo que a eletrificação rural deverá dar plena capacitação ao agricultor e sua família para promover o processo do desenvolvimento rural. A lei incentivou a expansão da eletrificação no campo por intermédio das cooperativas de eletrificação rural.

### **2.6.2 Decreto n.º 62.655 de 3 de maio de 1968**

Definiu a eletrificação rural como sendo a execução de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica destinada a consumidores localizados em áreas fora dos perímetros urbano e suburbano das sedes municipais e aglomerados populacionais com mais de 2.500 habitantes, com demanda de até 45 kVA. Estabeleceu a necessidade de permissão federal para as cooperativas de eletrificação rural para implantação de obras destinadas aos consumidores rurais.

### **2.6.3 Lei n.º 7.783 de 28 de junho de 1989**

Dispôs sobre o exercício do direito de greve, definindo nesse contexto como serviços de atividades essenciais dentre outras, a produção e distribuição de energia elétrica, gás e combustíveis.

### **2.6.4 Lei n.º 8.171 de 17 de janeiro de 1991**

Esta lei dispôs sobre a política agrícola, a qual deve proporcionar o acesso a eletricidade aos agricultores. Definiu que a política de eletrificação rural é de responsabilidade do Poder Público, legitimando o direito de acesso à eletricidade pelo agricultor.

### **2.6.5 Decreto Não Numerado de 27 de Dezembro de 1994**

Este Decreto instituiu o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM, com o objetivo de instalar microssistemas de produção e distribuição de energia em comunidades isoladas, viabilizar a instalação de microssistemas energéticos de produção e uso locais, em comunidades carentes isoladas não servidas por rede elétrica; promover o aproveitamento das fontes de energia descentralizadas no suprimento de energéticos aos pequenos produtores, aos núcleos de colonização e às populações isoladas e; complementar a oferta de energia dos sistemas convencionais com a utilização de fontes de energia renováveis descentralizadas.

O PRODEEM foi a primeira iniciativa brasileira a incorporar o uso eficaz da energia solar fotovoltaica a nível nacional e foi considerado um dos maiores programas de

eletrificação rural baseados na energia fotovoltaica adotados por países em desenvolvimento. O Programa instalou entre junho de 1996 e dezembro de 2001 cerca de 5.000 kWp em 8.956 sistemas fotovoltaicos autônomos no país, em particular no semiárido nordestino e na Amazônia (ANEEL, 2005 e ABREU et al, 2010).

### **2.6.6 Lei n.º 9.074 de 7 de julho de 1995**

Estabeleceu normas para prorrogação das concessões e permissões dos serviços públicos e determinações para o Poder Concedente, entre elas que o atendimento ao mercado deve ser abrangente sem excluir as populações de baixa renda e as áreas com baixa densidade populacional, onde se incluem as propriedades rurais.

### **2.6.7 Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996**

Destinou o mínimo de 50% dos recursos da RGR para aplicação no setor elétrico das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, dos quais, metade destes recursos são destinados a programas de eletrificação rural, conservação de energia e atendimento de comunidades de baixa renda.

### **2.6.8 Decreto de 2 de Dezembro de 1999**

Instituiu o Programa de Eletrificação Rural Luz no Campo, com o objetivo de promover a melhoria das condições socioeconômicas das áreas rurais do país. Coordenado técnica e financeiramente pela Eletrobras, o Programa tinha como meta inicial eletrificar cerca de 837 mil domicílios rurais, atingindo 86% dessa meta (FUGIMOTO, 2005), a ser detalhado no Capítulo 2.6.17.

Os recursos para financiamento do Programa, da ordem de R\$ 1,77 bilhão, eram oriundos da Reserva Global de Reversão (RGR) (POOLE et al, 1995), os quais cobriam 75% dos custos diretos dos projetos, tais como aquisição de materiais, equipamentos e serviços vinculados aos empreendimentos (VIANNA, 2007). O restante dos recursos eram rateados entre as distribuidoras, os governos estaduais e os consumidores que solicitavam os serviços.

Para reduzir os custos de implantação, o Programa priorizava entre outros, a adoção de traçados de redes e linhas otimizados, a utilização em larga escala de circuitos monofásicos com retorno pela terra (MRT) e a seleção de materiais e equipamentos alternativos de menor custo (FUGIMOTO, 2005).

### **2.6.9 Lei n.º 10.438 de 26 de Abril de 2002**

Esta Lei instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para o desenvolvimento energético dos estados, promovendo a competitividade e a participação das fontes alternativas de energia, do carvão e do gás natural em empreendimentos para o Sistema Interligado Nacional, além de estabelecer as condições para a universalização do serviço público de energia elétrica no país, definindo as responsabilidades da ANEEL para sua condução.

### **2.6.10 Resolução Normativa ANEEL n.º 233 de 23 de Fevereiro de 2003**

Estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras com carga instalada até 50 kW, e fixou as responsabilidades e prazos de conclusão para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

### **2.6.11 Decreto n.º 4.873 de 11 de Novembro de 2003**

Este Decreto instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica - Luz para Todos, com o objetivo inicial de atender até 2008, a parcela da população que não possuía acesso à energia elétrica. O Programa definiu as seguintes prioridades no atendimento:

- a. a municípios cujo índice de atendimento segundo o Censo 2000, seja inferior a 85%;
- b. a projetos de eletrificação rural:
  - em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento de água;

- que beneficiem aos atingidos por barragens, cuja responsabilidade não seja do empreendedor;
- que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica fomentando o desenvolvimento local;
- que desenvolvam a agricultura familiar.

Originalmente previsto para se encerrar em 2008, o Programa teve seus prazos sucessivamente prorrogados pelos Decretos 6.442 de 25 de abril de 2008, 7.324 de 5 de outubro de 2010 e 7.520 de 8 de julho de 2011, os quais foram estendidos respectivamente para os anos de 2010, 2011 e 2014, bem como as Resoluções Normativas ANEEL 365 de 19 de maio de 2009 e 488 de 15 de maio de 2012, que definiram as metas do biênio 2009-2010 e do quadriênio 2011-2014.

A Resolução Normativa ANEEL 488 também estabeleceu que a distribuidora fará o atendimento por meio da extensão de rede convencional quando houver rentabilidade ou quando a localização da unidade consumidora estiver até cinco quilômetros da rede mais próxima, excetuando-se quando for necessário o emprego de cabos subaquáticos ou isolados, quando existam limitações técnicas e ambientais ou se houver a necessidade de se complementar as fases das redes existentes.

Para as ligações que não se enquadrarem no parágrafo anterior, a execução da obra deve considerar o menor custo entre o atendimento por extensão da rede ou por sistemas do tipo SIGFI ou MIGDI, observando os seguintes critérios:

- a. considerar além do custo da instalação, os custos projetados de operação e manutenção no horizonte estabelecido;
- b. garantir o fornecimento de até 80 kWh/mês por unidade consumidora atendida por SIGFI ou MIGDI;
- c. observar as condicionantes ambientais, a capacitação dos usuários e a sustentabilidade dos empreendimentos.

### **2.6.12 Resolução Normativa ANEEL n.º 175 de 28 de Novembro de 2005**

Esta Resolução estabeleceu as condições para a revisão dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, com o objetivo de antecipar as metas do Programa Luz para Todos. Posteriormente, a Resolução Normativa ANEEL n.º 365 de 19 de maio de 2009 alterou a redação da Resolução 175/2005, definindo entre outros, o numero de ligações rurais a serem realizadas como meta.

Para orientar a implantação do Programa Luz para Todos, foi criado o Manual de Operacionalização pelo MME, estabelecendo critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades a serem aplicados ao Programa. O Manual estabeleceu critérios para definir a prioridade para as obras de eletrificação rural que satisfaçam o maior número de itens indicados a seguir:

- a. Projetos em municípios com Índice de Atendimento a Domicílios inferior a 85%, com base no Censo 2000 ou com IDH inferior à média estadual;
- b. Projetos que atendam comunidades atingidas por barragens ou por obras do sistema elétrico cuja responsabilidade não seja do executor do empreendimento
- c. Projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado;
- d. Projetos de eletrificação rural em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento d'água;
- e. Projetos de eletrificação em assentamentos rurais, para o desenvolvimento da agricultura familiar, de atividades de artesanato de base familiar ou localizados em áreas de uso específico de comunidades especiais, tais como minorias raciais, comunidades quilombolas e extrativistas, etc.
- f. Projetos de eletrificação para atendimento de pequenos e médios agricultores, que atendam populações do entorno de unidades de conservação da natureza ou comunidades e povoados rurais e estejam paralisados por falta de recursos.

O Manual prevê atender as demandas no meio rural mediante a extensão das redes de distribuição, cujos custos dos equipamentos, materiais e serviços devem estar compatíveis com o banco de dados da Eletrobras ou alternativamente pela adoção de sistemas de geração descentralizada com redes isoladas ou com sistemas individuais. Para o caso de adoção da segunda alternativa, o custo do projeto por consumidor, que inclui a geração, redes, combustível, operação e manutenção, etc., será comparado com o valor de projeto de extensão de rede convencional equivalente para fins de aprovação. Para este tipo de atendimento consideram-se como opções tecnológicas de geração as micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais elétricas a diesel ou biomassa, sistemas eólicos ou fotovoltaicos ou por sistemas híbridos, resultante da combinação de uma ou mais fontes citadas anteriormente. Para o atendimento com sistemas individuais, deverão ser observados os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de SIGFI e comparados com outras possibilidades de fornecimento para sua aprovação.

### **2.6.13 Resolução Normativa ANEEL n.º 345 de 16 de Dezembro de 2008**

Esta Resolução aprovou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, composto inicialmente por uma cartilha e oito módulos, acrescido a partir de dezembro de 2012 de um nono módulo, com o objetivo de normatizar e padronizar as atividades referentes ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

No Módulo 1 são definidas as situações disciplinadas pelo PRODIST, que inclui o processo de universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade e define que o plano de universalização será elaborado pela distribuidora no programa anual de expansão do atendimento, com o objetivo de se alcançar a universalização.

A universalização é definida no Glossário do Módulo 1 como sendo o atendimento aos pedidos de novas ligações de unidades consumidoras com cargas instaladas até 50 kW e tensões inferiores a 2,3 kV, observadas as metas, as condições e os prazos fixados pela legislação.

O Módulo 2 define que o plano de universalização da distribuidora deve constar das diretrizes para a expansão do Sistema de Distribuição de Média Tensão e do Plano de

Desenvolvimento da Distribuição em destaque, onde são apresentados os resultados dos estudos de planejamento elétrico e energético da distribuição.

O Módulo 6 define que a distribuidora deve informar a ANEEL sobre as obras do Programa Luz para Todos previstas no seu Plano de Distribuição, abrangendo os níveis de baixa, média e alta tensão e as subestações de distribuição.

#### **2.6.14 Portaria MME n.º 60, de 12 de Fevereiro de 2009**

Esta Portaria aprovou o Manual de Projetos Especiais do Programa Luz para Todos com o objetivo de estabelecer critérios técnicos e financeiros, procedimentos e prioridades a serem aplicados para viabilizar o atendimento das comunidades isoladas. A justificativa se deve ao fato de serem identificadas situações em que o atendimento adquire características diferenciadas, devido as localidades estarem distantes das redes convencionais existentes e serem de difícil acesso para o transporte de materiais, além de possuírem baixa densidade populacional.

Da mesma forma que o Manual de Operacionalização considerou até a revisão 6, o Manual de Projetos Especiais considera como opções tecnológicas para atender à geração descentralizada as micro e minicentrals hidrelétricas, sistemas hidrocinéticos, usinas térmicas a biocombustíveis e gás natural, aerogeradores e energia solar fotovoltaica, além de sistemas híbridos, com a combinação de duas ou mais fontes citadas anteriormente. Também são considerados os cabos subaquáticos e cabos isolados.

Além dos critérios de elegibilidade descritos no Manual de Operacionalização, foram acrescentados os seguintes critérios ao Manual de Projetos Especiais de modo que:

- a. atendam a comunidades isoladas, preferencialmente da Amazônia Legal, as quais não podem ser atendidas por redes convencionais devido a limitações financeiras, técnicas ou ambientais;
- b. utilizem tecnologia que aproveite os potenciais energéticos locais ou regionais;
- c. privilegiem a implantação da geração descentralizada com pequenos trechos utilizando minirredes de distribuição com tensões primária/secundária;

- d. disponibilizem potências suficientes para atender as necessidades de iluminação, refrigeração e comunicação, conforme a demanda energética da comunidade.

Nos locais onde sistemas descentralizados ou individuais forem adotados, o Manual determina que deverão ser observadas a sustentabilidade dos projetos, as condicionantes ambientais e a capacitação dos usuários em operar esses sistemas.

### **2.6.15 Resolução Normativa ANEEL n.º 482 de 17 de Abril de 2012**

Considerada um marco na geração distribuída com fontes renováveis de energia, esta Resolução estabelece as condições gerais para o acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Ela define como microgeração distribuída toda central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e minigeração distribuída com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, ambas utilizando fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A compensação de energia elétrica é definida como um sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

A Resolução prevê a dispensa de assinatura de contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.

É criado o sistema de compensação de energia elétrica, que deverá considerar o custo referente a disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A. O consumo da energia elétrica ativa a ser faturado, será a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

Caso a energia ativa injetada seja maior que a consumida em um determinado posto horário, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.

A Resolução permite que a energia ativa que não seja compensada na própria unidade consumidora possa ser utilizada para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim na mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito e defina a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica. Os créditos de energia ativa gerados no sistema de compensação expirarão 36 meses após a data do faturamento, devendo constar da fatura a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em quilowatt-hora, por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

Os custos referentes à adequação do sistema de medição, definido como a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para a compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras são de responsabilidade do interessado e os equipamentos cedidos sem ônus às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia. Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

#### **2.6.16 Resolução Normativa ANEEL n.º 493 de 5 de Junho de 2012**

Esta Resolução estabeleceu os procedimentos e as condições de fornecimento utilizando Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia - MIGDI ou por Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI.

O fornecimento da energia por estes sistemas deve ser em corrente alternada senoidal e nos níveis de tensão predominantes no município onde estiver localizada a unidade consumidora, sendo permitido por meio de SIGFI, a adoção de sistema misto

CA/CC, com a anuência do consumidor. Os componentes destes sistemas deverão atender à normalização aplicável e ao Programa Brasileiro de Etiquetagem.

As unidades consumidoras (UC) atendidas por MIGDI ou SIGFI estarão enquadradas nas disponibilidades mensais de energia indicadas na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Disponibilidade mensal garantida

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

Fonte: (ANEEL, 2012c)

Fica a critério da distribuidora o fornecimento de disponibilidades superiores a 80 kWh/UC, desde que estejam garantidas as 48 horas de autonomia mínima, e a adoção de mecanismo de limitação de consumo e demanda por unidade consumidora. Também é facultado à distribuidora implantar período diário reduzido de fornecimento em localidade atendida por MIGDI, observando o período mínimo de 8 horas diárias consecutivas ou divididas em no máximo dois períodos diários.

A distribuidora deverá observar os padrões de referência mínimos para a Duração das Interrupções por Unidade Consumidora - DIC indicados na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Padrões de continuidade de serviço

<b>Indicador</b>	<b>Padrão de Referência (horas)</b>
DIC mensal	216
DIC anual	648

Fonte: (ANEEL, 2012c)

### 2.6.17 Comentários

Minimizada pela farta utilização de recursos hídricos e renováveis para geração de energia, o Brasil se situa em posição de relativa vantagem nas questões ambientais se comparado com países desenvolvidos, com escassos recursos hidráulicos. A base energética desses países é essencialmente fóssil, e em geral, apresentam poucas opções renováveis para o suprimento energético, fato que viabiliza a aplicação de alternativas mais caras para a diversificação da matriz energética. Nesses países, a combinação de fatores como preocupação ambiental, base de geração poluente e pioneirismo tecnológico, possibilitou a sustentação de políticas baseadas em leis de obrigatoriedade de aquisição de energia e subsídios governamentais (MME, 2009).

No caso brasileiro, além da matriz hidráulica, que inibe a utilização da energia fotovoltaica, outras fontes renováveis como a eólica ou biomassa apresentam custos de instalação e produção mais vantajosos em relação a fotovoltaica, dificultando sua penetração (CABELLO et al, 2013). Independentemente da diversidade dos recursos hídricos, da baixa emissão de gases de efeito estufa e da menor dependência de combustíveis fósseis, se faz necessária a manutenção deste baixo conteúdo de carbono do parque gerador de energia elétrica nacional, para que o país continue a crescer de forma sustentável, fato que justifica o aumento da utilização das fontes renováveis de energia (LA ROVERE et al, 2011).

A seguir estão descritas e comentadas as principais ações desenvolvidas no país com relação à tecnologia fotovoltaica.

#### **i. Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM**

Implantado entre os anos de 1996 e 2002, o PRODEEM teve caráter pioneiro, pois estabeleceu o foco na universalização do atendimento de forma descentralizada em regiões isoladas, além de utilizar a energia fotovoltaica que à época do Programa ainda estava nos estágios iniciais de desenvolvimento tecnológico (MME, 2012).

A opção pela tecnologia fotovoltaica, embora mais cara e em detrimento de outras opções energéticas como aerogeradores, PCHs e biocombustíveis, ocorreu devido a simplicidade de instalação e de funcionamento em pequena escala, além desta fonte ser aplicável a todas regiões geográficas, contribuindo para implantar uma significativa parcela dos sistemas fotovoltaicos existentes no País (TCU, 2003).

Foram destinados US\$ 37,25 milhões para 8.956 projetos, totalizando 5.112 kWp de potência instalada, utilizados para bombeamento de água, iluminação pública e sistemas energéticos coletivos. A Tabela 2.7 apresenta uma síntese das aplicações em que os sistemas fotovoltaicos foram utilizados e os respectivos custos de aquisição (ANEEL, 2005).

Embora pioneiro na adoção da energia fotovoltaica para fornecimento de eletricidade em comunidades isoladas, o PRODEEM apresentou uma série de problemas de sustentabilidade por não terem sido definidos mecanismos de gestão dos equipamentos e o papel dos agentes envolvidos no processo, inclusive das associações comunitárias identificadas nos sistemas instalados até aquela ocasião (DI LASCIO et al, 2009).

Em auditoria operacional (TCU, 2003), foi destacado o alto índice de não conformidades entre os sistemas que foram declarados como instalados pelo MME, além da falta de critérios do programa para a seleção de unidades escolares a serem beneficiadas, a exemplo de sistemas instalados em escolas que não funcionavam ou apresentavam precárias condições de funcionamento, ou então nas que já estavam eletrificadas ou situadas próximas às redes de distribuição de energia elétrica existentes.

Tabela 2.7 – Aplicações para os sistemas fotovoltaicos e os custos de implantação por fase do PRODEEM

Fases	Ano	Energéticos			Iluminação Pública			Bombeamento			Totais		Custos	
		Qtd.	Pot. kWp	mil US\$	Qtd.	Pot. kWp	mil US\$	Qtd.	Pot. kWp	mil US\$	Qtd.	Pot. kWp	Total mil US\$	Médio US\$/Wp
I	1996	190	87	526	137	7	76	54	78	480	381	172	1.082	6,29
II	1997 <sup>a</sup>	387	195	1.621	242	17	197	179	213	1.635	808	425	3.453	8,12
III	1998	843	526	3.495				224	165	1.173	1.067	691	4.668	6,76
Emerg.	1998							800	235	2.221	800	235	2.221	9,45
IV	1999 a 2001	1.660	972	5.456				1.240	457	4.569	2.900	1.429	10.025	7,02
V	2002	3.000	2.160	15.801							3.000	2.160	15.801	7,32
Total		6.080	3.940	26.899	379	24	273	2.497	1.148	10.078	8.956	5.112	37.250	7,29

Fonte: Adaptado de (TCU, 2003 e ANEEL, 2005)

Outros fatores foram apontados pela auditoria, como a inexistência de uma política adequada de manutenção dos equipamentos, a falta de treinamento do pessoal do programa nas questões de operação e manutenção nas localidades onde os sistemas foram instalados, o descontrole patrimonial dos equipamentos, além do fato da demanda por energia das comunidades não ser considerada no dimensionamento do sistema a ser instalado, destacando que o Programa teve pouca capacidade em reagir de forma adequada frente às dificuldades apresentadas, creditando a responsabilidade sobretudo a estrutura centralizada que foi adotada na sua condução (TCU, 2003).

O MME, acolhendo as recomendações do TCU, adotou o Plano de Revitalização e Capacitação do PRODEEM a partir de 2005, com o objetivo de identificar, diagnosticar e recuperar os sistemas existentes com a participação executiva da CHESF, Eletronorte, Eletrosul e Furnas, para posterior integração do PRODEEM ao Programa Luz para Todos e a transferência desses ativos para as distribuidoras de energia. A Tabela 2.8 mostra uma síntese da situação dos sistemas instalados pelo PRODEEM e as empresas responsáveis por revitalizá-los (MME, 2012).

Tabela 2.8 – Síntese do processo de revitalização dos sistemas do PRODEEM

<b>Situação</b>	<b>Furnas</b>	<b>Eletrosul</b>	<b>Eletronorte</b>	<b>CHESF</b>	<b>Total</b>
Extraviados	124	84	403	1.353	1.964
Armazenados	449	214	511	653	1.827
Instalados	192	38	1.103	575	1.908
Em revitalização	6		608		614
Total por empresa	771	336	2.625	2.581	6.313

Fonte: (MME, 2012)

## **ii. Programa Luz no Campo**

O Programa Luz no Campo privilegiou a utilização de linhas de distribuição de energia convencionais de baixo custo e não previu a adoção de fontes renováveis de energia na sua implantação. Com recursos inicialmente previstos para a execução do Programa, juntamente com as metas de universalização, pretendeu-se manter um custo médio de R\$ 1.770,00 por consumidor. Porém, segundo (DI LASCIO et al, 2009), os custos de instalação para as moradias dispersas do interior baiano alcançaram cerca de R\$

11.560, referidos às taxas de cambio de junho de 2003, bem acima da média estipulada inicialmente e do valor de R\$ 2.746 praticado no mercado internacional.

(DI LASCIO et al, 2009) destacam ainda que além do custo maior que o previsto, a demora na assinatura dos contratos com os agentes executores juntamente com a carência destes em conhecer o mercado de energia elétrica rural, a dificuldade na celebração de convênios com os governos estaduais e a incompatibilidade entre os preços das ligações com o perfil de renda dos consumidores a serem atendidos, impediram uma evolução mais acentuada do Programa.

Durante o racionamento de energia ocorrido entre junho de 2001 e março de 2002, houve uma desaceleração nesse Programa, resultando em sua quase paralisação. Logo após o fim do racionamento, o Governo Federal retomou o Programa extinguindo a participação financeira dos consumidores servidos com tensões inferiores a 2,3 kV e com carga instalada até 50 kW, além de criar a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), encargo setorial que viria a subsidiar, entre outras iniciativas, os programas de universalização (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2007).

Os resultados obtidos pelo Programa, indicados na Tabela 2.9, não atingiram a meta inicialmente proposta, pois uma parcela dos consumidores que não tinham condições de arcar com os custos dos empréstimos previstos na legislação não foi beneficiada, e a que tinha condições, acabou financiando parte dos custos que caberiam às distribuidoras para implantação das redes de distribuição (VIANA, 2007).

Tabela 2.9 - Resultados do Programa Luz no Campo

Região	Previsto			Realizado			
	N.º de Domic.	Invest. (R\$ mi)	Redes (km)	N.º de Domic.	(%)	Redes (km)	Redes (%)
Norte	93.282	390,2	63.593	49.957	53,6%	24.790	39,0
Nordeste	404.643	801,2	93.941	263.328	65,1%	38.823	41,3
Sudeste	179.595	513,3	68.698	153.337	85,4%	40.252	58,6
Sul	82.413	310,7	30.318	41.379	50,2%	11.617	38,3
C. Oeste	76.872	376,7	45.140	62.828	81,7%	27.042	59,9
Total	836.805	2.392,1	301.691	570.829	68,2%	142.523	47,2%

Fonte: (FUGIMOTO, 2005)

**iii. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos**

Implantado em um ambiente mais favorável à universalização, após a promulgação da Lei 10.438/2002, considerada como marco regulatório da universalização (VIANA, 2007), o Programa Luz para Todos foi um avanço em relação ao seu predecessor, permitindo aos consumidores distantes das redes de distribuição convencionais serem atendidos alternativamente por geração a partir de fontes renováveis de energia. As metas do Programa e os atendimentos realizados estão indicados na Tabela 2.10.

Tabela 2.10 - Programa Luz para Todos: metas e realizações

<b>Ano</b>	<b>Metas</b>	<b>Realizado</b>	<b>Custos (R\$)</b>	<b>Custos previstos (R\$)</b>
2004	218.470	69.999	409.571.975,68	
2005	496.630	378.046	700.082.497,26	
2006	490.334	590.013	1.804.411.772,06	
2007	356.050	397.877	1.908.741.678,70	
2008	381.344	441.427	1.681.157.097,14	
2009	510.197	357.970	1.319.514.867,12	
2010	578.429	419.204	2.010.690.658,01	
2011	11.927	247.862	1.303.002.028,66	
2012	123.381	120.131	667.386.456,97	
2013	139.304			1.300.000.000,00
2014	92.497			1.300.000.000,00
	3.398.563	3.022.529	11.804.559.031,60	2.600.000.000,00
			14.404.559.031,60	

Fonte: (TCU, 2014)

**iv. Centro Brasileiro para Desenvolvimento de Energia Solar Fotovoltaica – CB Solar**

Em maio de 2004 foi criado o Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (CB-Solar) no campus da Pontifícia Universidade do Rio Grande do Sul (PUC-RS) com o apoio do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), do

governo do Estado do Rio Grande do Sul, da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e da própria universidade (NT-SOLAR, 2013). O CB-Solar tem como objetivo desenvolver uma planta piloto para produção de módulos fotovoltaicos nacionais, de modo a avaliar a viabilidade técnica e econômica da produção fotovoltaica em escala industrial (IEI, 2009).

O projeto busca além da implantação da planta piloto, a redução do custo da energia elétrica obtida da conversão da energia solar por intermédio do desenvolvimento de dispositivos fotovoltaicos em processos de fabricação com alta eficiência e uma linha de produção pré-industrial para fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos com tecnologia nacional, de modo a inserir o país no mercado mundial de energia solar fotovoltaica (NT-SOLAR, 2013).

O projeto implantou uma infraestrutura de 950 m<sup>2</sup> com de dezesseis laboratórios, para fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, que compreendem as atividades de difusão, química, fotolitografia, metais e filmes, corte, soldagem e laminação, além de salas limpas classificadas pela ISO ISO 14644-1/1999 como classe 10.000. Além da implantação da estrutura física, apta a produzir módulos e células fotovoltaicas em fase pré-industrial, o CB-Solar produziu 200 módulos fotovoltaicos, identificando os custos de produção em escala industrial, desenvolveu um plano de negócios para o segmento industrial voltado à energia fotovoltaica e organizou uma cadeia de fornecedores e fabricantes de insumos para esse segmento (MOEHLECKE et al, 2006).

**v. Grupo de Trabalho de Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF**

Instituído em 2008, este Grupo de Trabalho teve por objetivo elaborar estudos e propostas para utilização da geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. O estudo se propôs a avaliar questões relacionadas com a energia fotovoltaica de sistemas conectados à rede no âmbito nacional e internacional (MME, 2009), tais como o levantamento da situação dos sistemas fotovoltaicos em operação no país; a promoção de estudos sobre os mercados de energia fotovoltaica alemão e espanhol e os mecanismos de incentivo utilizados nesses países; estudos sobre a carga tributária

que incidem sobre os sistemas fotovoltaicos e; a aplicação da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos aos setores residencial, comercial, industrial e de prédios públicos associado a uma estratégia de desenvolvimento industrial.

Com base nas discussões realizadas pelo Grupo de Trabalho foram propostas uma série de ações estratégicas de curto e médio prazo para a energia fotovoltaica, sob a forma de um plano de ação, que incluem a utilização de sistemas fotovoltaicos no Programa Luz para Todos, nos serviços de telecomunicações, em estádios de futebol e nos sistemas isolados das ilhas de Fernando de Noronha e Trindade; a criação de programas piloto para geração distribuída utilizando fundos do CT-ENERG e P&D da ANEEL; a inserção da geração distribuída fotovoltaica no PRODIST e no planejamento energético decenal; promoção de condições de acesso favoráveis a créditos especiais para aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos e, o desenvolvimento de uma política nacional voltada para a indústria de equipamentos eletrônicos e para o beneficiamento do silício utilizados em sistemas fotovoltaicos.

O estudo reafirma a vocação da energia fotovoltaica a ser aplicada num cenário de microgeração descentralizada próxima ao centro de consumo, atenuando os picos de demanda diurnos, reduzindo as perdas ôhmicas e melhorando o nível de tensão e a capacidade da distribuição.

O Grupo de Trabalho concluiu que não há uma estrutura industrial favorável para a implantação de sistemas fotovoltaicos no país, devido aos custos e a falta de uma cadeia produtiva consolidada, porém sendo de primordial importância a adoção de estratégias de fomento a instalação de indústrias no país por intermédio de incentivos fiscais e tributários federais e estaduais.

Outro estímulo a aplicação da indústria fotovoltaica no país seria as empresas de energia do governo realizarem investimentos em pontos chave da cadeia produtiva, estabelecendo toda uma rede de atividades e viabilizando seu crescimento de forma sustentável com ganhos de escala de mercado, favorecendo o Programa Luz para Todos com a redução dos custos de sistemas que podem ser adotados por esse Programa para atendimento a comunidades isoladas.

**vi. Chamada n.º 13/2011 – Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**

A ANEEL realizou em 2011, a partir das recomendações do GT-GDSF, uma chamada para projetos estratégicos de energia solar fotovoltaica, propondo arranjos técnicos e comerciais para inserir esta modalidade de geração na matriz energética nacional (ANEEL, 2011), de modo a atender as seguintes premissas:

- a. facilitar a inserção da energia fotovoltaica na matriz energética do país e viabilizar sua produção, instalação e monitoramento para injeção dessa energia nos sistemas de transmissão e distribuição;
- b. incentivar o desenvolvimento da cadeia produtiva da indústria fotovoltaica, nacionalizar esta tecnologia e estimular a redução dos custos da geração promovendo sua competição com as demais fontes de energia;
- c. fomentar a capacitação técnica e a especialização no tema nos setores de educação e empresarial além de promover a capacitação laboratorial nesses setores;
- d. otimizar os recursos energéticos considerando o planejamento integrado dos recursos e a complementariedade horossazonal entre a energia fotovoltaica e outras fontes;
- e. propor ajustes regulatórios e tributários que viabilizem economicamente a energia fotovoltaica e que aumente a segurança e a confiabilidade do suprimento de energia.

O objetivo principal do projeto é o de propor arranjos técnicos e comerciais de forma integrada e sustentável para a geração fotovoltaica, de modo a desenvolver uma infraestrutura tecnológica e inserir esta modalidade de geração na matriz energética nacional. Cada projeto deverá:

- a. implantar uma usina solar fotovoltaica com capacidade entre 500 e 3.000 kWp, conectada à rede de distribuição ou transmissão de energia, com sistema para coleta de dados para análise da viabilidade técnica e econômica do projeto;
- b. identificar e analisar o estado da arte das tecnologias mais atuais e dos impactos na rede elétrica decorrentes da interligação da energia fotovoltaica.

Participaram dos projetos as geradoras, transmissoras ou distribuidoras que tenham contrato de concessão, permissão ou ato autorizativo para atuarem nos respectivos segmentos, porém as distribuidoras não poderão explorar a unidade geradora oriunda deste projeto, por força das Leis 9.074/1995 e 10.848/2004 que vetam as distribuidoras de atuarem nos segmentos de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica.

O Gráfico 2.12 mostra as potências instaladas e o custo relativo de cada projeto cadastrado. Os agentes executores, os projetos, as capacidades instaladas e os custos estão detalhados na Tabela 2.11.

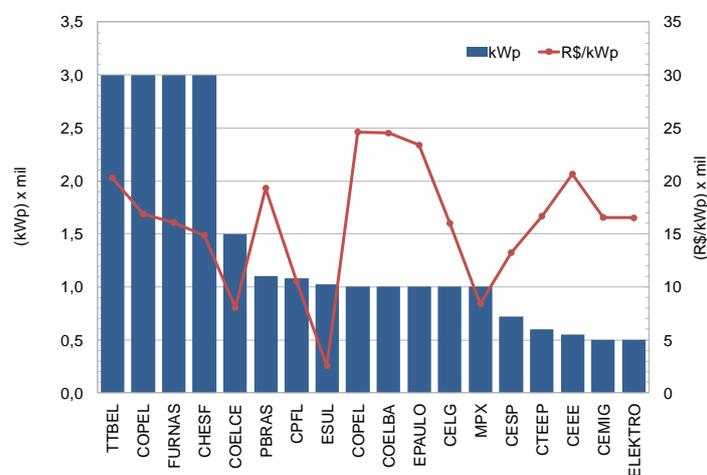


Gráfico 2.12 – Concessionárias com projetos cadastrados na Chamada Pública 013/2011

Fonte: (ANEEL, 2011)

Dos dezoito projetos contratados inicialmente, dez estão em andamento com previsão de conclusão ao longo de 2015. Dos demais projetos, três concessionárias não informaram o interesse na continuidade dos respectivos projetos, outras três ainda não informaram os prazos de conclusão e em dois projetos a concessionária manifestou o não

interesse na continuidade dos projetos (ANEEL, 2014b). O Gráfico 2.13 mostra a situação atual dos projetos cadastrados na Chamada Pública.

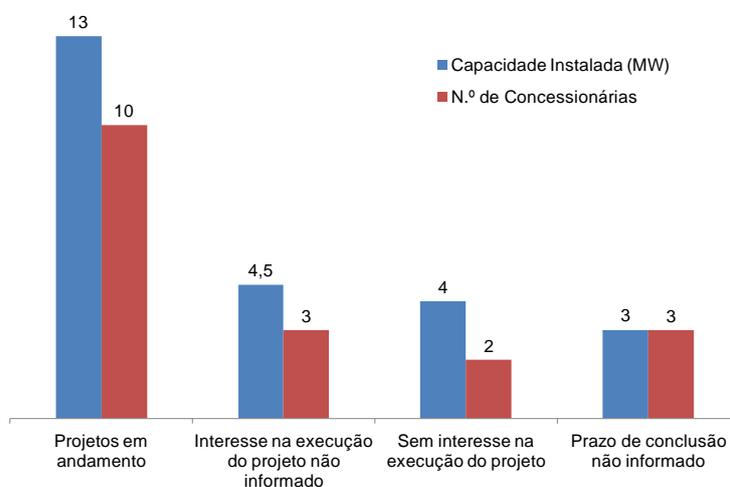


Gráfico 2.13 – Situação atual dos projetos da Chamada Pública 13/2011

Fonte: (ANEEL, 2014b)

## vii. Plano Inova Energia

Esta iniciativa, criada no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, em parceria com o BNDES e a FINEP, com orçamento de R\$ 3 bilhões, tem por objetivo coordenar ações de fomento à inovação e ao aprimoramento da integração dos instrumentos de apoio, nas linhas temáticas de redes elétricas inteligentes, das energias renováveis fotovoltaica, termossolar e eólica para geração de energia elétrica, na produção de veículos elétricos e híbridos a etanol, e na melhoria da eficiência energética dos veículos automotores nacionais (ANEEL, 2013c).

Especificamente para a cadeia fotovoltaica, o Plano abrange ações para o desenvolvimento de tecnologias de produção nas áreas de silício purificado em grau solar, *wafers* e células fotovoltaicas de silício; células fotovoltaicas de filmes finos, OLED e de inversores e equipamentos.

Tabela 2.11 – Projetos cadastrados no P&amp;D Estratégico ANEEL 013/2011

Empresa	Título do Projeto	Custo (R\$)	Cap. Instalada (kWp)	R\$/kWp
TRACTEBEL	Implantação de Usina Solar Fotovoltaica de 3.000 KWp e Avaliação do Desempenho Técnico e Econômico da Geração FV em Diferentes Condições Climáticas na Matriz Elétrica Brasileira	60.847.400,00	3.000	20.282,47
COPEL-GT	Comparação da Geração de Energia Elétrica por Fonte Solar Fotovoltaica e sua Disponibilização na Rede de Distribuição sem e com Acumulação em Banco de Bateria Vanádio de Ciclo Ilimitado	50.592.997,02	3.000	16.864,33
FURNAS	Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	48.224.047,14	3.000	16.074,68
CHESF	Central Fotovoltaica da Plataforma Solar de Petrolina	44.552.168,00	3.000	14.850,72
COELCE	Arranjo Técnico e Comercial para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética do Estado do Ceará – Usina Castelão	12.059.720,36	1.500	8.039,81
PETROBRAS	Estudo do Impacto da Geração Fotovoltaica Centralizada no Sistema Elétrico	21.250.000,00	1.100	19.318,18
CPFL	Inserção Técnico-Comercial de Geração Solar Fotovoltaica na Rede da CPFL Diversificando a Matriz Energética Brasileira	11.373.000,00	1.081	10.520,81
ELETROSUL	Ampliação da Usina Megawatt Solar com Novas Soluções Tecnológicas e Estratégias Comerciais (Projeto SOL+)	2.623.002,00	1.024	2.561,53
COPEL-GT	Aplicação de Células Fotovoltaicas de Fabricação Nacional para Geração de Energia Elétrica Interligada a Rede de Distribuição no Estádio Joaquim Américo do Clube Atlético Paranaense	24.617.579,48	1.000	24.617,58
COELBA	Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	24.509.878,72	1.000	24.509,88
ELETROPAULO	Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	23.381.047,85	1.000	23.381,05
CELG-D	Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	15.997.384,05	1.000	15.997,38
MPX-PECÉMII	Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	8.422.678,00	1.000	8.422,68
CESP	Desenvolvimento e Instalação Piloto de Geração Fotovoltaica para Modelo Estratégico de Referência Tecnológica, Regulatória, Econômica e Comercial, Inserindo esta Energia na Matriz Energética Nacional	9.563.923,38	723	13.228,11
CTEEP	Desenvolvimento de Competências e Avaliação de Arranjos Técnicos e Comerciais em Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	10.003.664,00	600	16.672,77
CEEE-GT	Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre	11.356.889,00	550	20.648,89
CEMIG-D	Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	8.275.540,00	500	16.551,08
ELEKTRO	PUCSOLAR	8.253.250,00	500	16.506,50
Total		395.904.169,00	24.578	16.108,07

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2011)

O processo seletivo permitiu a participação de empresas brasileiras, nas categorias Empresas Líderes ou Empresas Parceiras, e Instituições Científicas Tecnológicas (ICTs) brasileiras que tenham interesse nas atividades de inovação nas linhas temáticas, bem como em produzir e comercializar os produtos e serviços resultantes dessa atividade. O estágio atual do processo indica que foram selecionados cento e cinquenta projetos de tecnologias mais recentes em três linhas temáticas principais (BNDES, 2014), destacando-se as soluções para a cadeia fotovoltaica, conforme indicado na Tabela 2.12.

Tabela 2.12 - Plano Inova Energia: Linhas temáticas e número de projetos cadastrados

<b>Linha Temática</b>	<b>Linhas de atuação</b>	<b>Projetos aprovados</b>
1. Redes Elétricas Inteligentes e Transmissão em Ultra-Alta Tensão	Pilotos de Redes	89
	Soluções em software	
	Equipamentos	
	Infraestrutura de abastecimento veicular Transmissão em Ultra-Alta tensão	
2. Geração de Energia através de Fontes Alternativas	Soluções para a cadeia fotovoltaica:	40
	– Produção de silício purificado em grau solar;	
	– Produção de células fotovoltaicas de filme fino, OLED e outros;	
	– Soluções para a produção de inversores e equipamentos para SFV	
	Soluções para a cadeia heliotérmica	
	Soluções para a cadeia eólica	
3. Veículos Híbridos e Eficiência Energética Veicular	Motores e sistemas de tração	21
	Baterias e acumuladores de energia	
	Produção em escala de veículos híbridos	

Fonte: (BNDES, 2014)

### **viii. Empreendimentos fotovoltaicos instalados no Brasil**

A participação de empreendimentos fotovoltaicos na matriz energética nacional ainda não é representativa, com poucos projetos em funcionamento e a maioria deles de

caráter experimental. As principais aplicações da tecnologia fotovoltaica no país se resumem a estações repetidoras de micro-ondas e a eletrificação rural e bombeamento de água, atendendo cargas distantes das redes convencionais de energia em locais remotos e de baixo poder aquisitivo (IEI, 2009a). Na análise da situação dos sistemas fotovoltaicos conectados a rede no país, descrita em (MME, 2009) há opinião semelhante com relação as aplicações rurais, porém é destacado que havia cerca de 30 sistemas fotovoltaicos instalados como unidades de geração distribuída conectadas às redes de distribuição de baixa tensão, totalizando 157 kW, operando em situação semelhante ao *net-metering*.

A ANEEL outorgou 14 empreendimentos fotovoltaicos totalizando 11.617 kW, sendo que deste montante, estão em operação 7.617 kW (ANEEL, 2013). A Tabela 2.13 mostra os empreendimentos fotovoltaicos outorgados e em operação.

Tabela 2.13 – Empreendimentos fotovoltaicos outorgados e em operação

<b>Usina</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b>Local</b>
Terra do Sol IX	5.000	Oliveira dos Brejinhos - BA
Tanquinho	1.082	Campinas - SP
Tauá	1.000 <sup>(1)</sup>	Tauá - CE
Pituaçu Solar	404,80	Salvador - BA
Embaixada Italiana	50	Brasília - DF
Ilha Grande	30,87	Humberto de Campos - MA
Araras	20,48	Nova Mamoré - RO
IEE	12,26	São Paulo - SP
PGM	6,58	Uberlândia - MG
IEE/Estacionamento	3	São Paulo - SP
Aeroporto Campo de Marte	2,12	São Paulo - SP
PV Beta Test Site	1,70	Barueri - SP
Silva Neto I	1,70	Florianópolis - SC
Solaris	1,04	Leme - SP

<sup>(1)</sup> Outorgados 5.000 kW

Fonte: (ANEEL, 2013)

Embora não conste do cadastro de empreendimentos fotovoltaicos outorgados pela ANEEL, foram implantados até o ano de 2005 uma série de pequenos sistemas conectados à rede (ZILLES, 2005), indicados na Tabela 2.14.

Tabela 2.14 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede até 2005

<b>Sistema</b>	<b>Potência (kWp)</b>	<b>Ano</b>
Chesf	11	1995
Labsolar-UFSC	2,1	1997
LSF-IEE/USP	0,75	1998
UFRJ/COPPE	0,85	1999
Labsolar-UFSC	1,1	2000
FAE/UFPE (F. de Noronha)	2,5	2000
LSF-IEE/USP	6,3	2001
Labsolar	10	2002
CEPEL	16	2002
HR	3,3	2002
FAE/UFPE (F. de Noronha)	2,5	2002
Celesc	4,2	2003
LSF-IEE/USP	6,0	2003
UFRGS	4,8	2004
Cemig	3,0	2004
Escola Técnica de Pelotas	0,85	2004
LSF-IEE/USP	3,0	2004
FAE/UFPE	1,7	2005
<b>Total</b>	<b>79,95</b>	

Fonte: (Zilles, 2005)

## 2.7 Contexto Regulatório Alemão

Para fomentar a utilização das energias renováveis na matriz energética do país, a Alemanha promulgou em 1990 o *Stromeinspeisungsgesetz – StrEG* - Código sobre o Fornecimento de Eletricidade a partir de Fontes Renováveis de Energia, incentivando principalmente a energia eólica, que à época já apresentava atratividade econômica. Em 2000 foi editado o *Erneuerbare-Energien-Gesetz* - Código Sobre Concessão de Prioridade a Fontes de Energia Renováveis e posteriormente, foram editadas emendas a este Código nos anos de 2004, 2009 e 2012, incentivando a adoção das fontes renováveis de energia.

### **2.7.1 *Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)* de 7 de Dezembro de 1990**

O Código sobre o Fornecimento de Eletricidade a partir de Fontes Renováveis de Energia (*StrEG*) regulamentou a obrigatoriedade da comercialização de energia elétrica por concessionárias de energia a partir de uma tarifa fixa, produzida exclusivamente a partir de hidrelétricas e de fontes alternativas de energia, tais como a eólica, solar, gás de aterro e de esgoto, produtos e resíduos de origem biológica, da agropecuária, silvicultura e do manejo industrial e do processamento de madeira.

O *StrEG* obrigou as concessionárias de energia a adquirir a eletricidade e remunerá-la com tarifas fixas para os produtores que se utilizem das fontes previstas no Código. Para plantas de gás de esgoto e de aterros sanitários e hidrelétricas até 5 MW a remuneração foi fixada em no mínimo 65% da tarifa de serviços públicos paga pelos consumidores. Para hidrelétricas e instalações menores que 500 kW e que utilizem biomassa e gases de esgoto e de aterro sanitário, o valor da tarifa era de 80% no mínimo, e para a energia eólica e solar 90% no mínimo. Essas tarifas eram fixadas anualmente pela entidade reguladora, com base no valor do rendimento médio da energia comercializada, extraído da estatística oficial baseada no ano anterior ao da fixação da tarifa.

### **2.7.2 *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* de 25 de Fevereiro de 2000**

O objetivo do Código de Concessão de Prioridade a Fontes de Energia Renováveis (*EEG*) e das emendas de 21 de Julho de 2004, 25 de Outubro de 2008 e 1 de Janeiro de 2012, é o de facilitar o desenvolvimento sustentável da oferta de energia, promover o desenvolvimento de tecnologias para geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia, contribuir para a redução dos custos e aumentar a participação destas fontes na oferta total de eletricidade em 20% até o ano de 2020, prevendo um período de 20 anos para remunerar as instalações comissionadas com base nos custos de instalação.

As fontes incentivadas pelo Código são as pequenas centrais hidrelétricas, energia das marés, eólica, solar, geotérmica e biomassa incluindo biogás proveniente de aterro sanitário e de estações de tratamento de esgoto, e de instalações que utilizam resíduos urbanos e industriais e gases oriundos da mineração.

Os valores pagos pela energia variam conforme a modalidade de energia utilizada, do tamanho da instalação e da data de comissionamento, onde é aplicada uma taxa de regressão. Os custos das tarifas dos empreendimentos que utilizam energias alternativas são repassados ao consumidor final.

O Código prevê que a geração, aquisição e transmissão de energia a partir destas fontes terão prioridade na conexão ao sistema elétrico, estabelecendo esta obrigação ao operador do sistema ou a concessionária de energia que estiver fisicamente mais próxima da instalação a ser conectada, determinando também que operador e concessionária devem adequar tecnicamente a rede onde se realizará esta conexão.

As obrigações de aquisição e remuneração mínima determinada pelo *EEG* para as instalações fotovoltaicas estão indicadas na Tabela 2.15, para um período de 20 anos.

Tabela 2.15 – *EEG*: remuneração mínima e percentuais de redução para a energia fotovoltaica

	<b>Potência instalada</b>			
	<b>Até 30 kW</b>	<b>&gt; 30 kW até 100 kW</b>	<b>&gt; 100 kW até 1.000 kW</b>	<b>&gt; 1.000 kW</b>
	<b>Percentuais de redução das tarifas</b>			
<i>EEG</i> 2008	-8%: 2009/2010 -9%: a partir de 2011	-8%: 2009/2010 -9%: a partir de 2011	-10%: 2009/2010 -9%: a partir de 2011	-25%: 2009 -10%: 2011 -9%: a partir de 2011
<i>EEG</i> 2012	-8%: 2009/2010 -9%: a partir de 2011	-8%: 2009/2010 -9%: a partir de 2011	-10%: 2009/2010 -9%: a partir de 2011	-25%: 2009 -10%: 2011 -9%: a partir de 2011
	<b>Tarifas prêmio (€/kWh)</b>			
<i>EEG</i> 2000	50,62			
<i>EEG</i> 2004 <sup>(1)</sup>	57,40/62,40	54,60/59,60	54,00/59,00	
<i>EEG</i> 2008	43,01	40,91	39,58	33,00
<i>EEG</i> 2012	28,74	27,33	25,86	21,56

<sup>(1)</sup> Valores para instalações em telhados/fachadas

Fontes: Adaptado de (*EEG* 2000, 2004, 2008 e 2012)

O *EEG* consagrou o princípio da aplicação de uma tarifa uniforme em todo o país, dispensando a necessidade de examinar individualmente os custos ou a controlar a eficiência das instalações de geração de eletricidade.

Para evitar a desigualdade regional no tratamento dos consumidores de eletricidade, os operadores do sistema de transmissão realizam a nível nacional, a equalização dos volumes de energia elétrica adquirida e as tarifas correspondentes, equalizando os custos para todo o país, independente de onde a energia seja gerada e repartindo os custos dessas energias com o consumidor final.

### 2.7.3 Comentários

Na Alemanha, as discussões sobre o uso de fontes alternativas datam da década de 1970 e tentavam reduzir o uso de combustíveis fósseis e eventualmente da energia nuclear, devido a questões relacionadas a custos, meio ambiente e segurança. Na década de 1980, após o acidente com a usina nuclear de *Chernobyl* e por pressão da opinião pública contra essa forma de energia, o governo alemão lançou dois programas de demonstração e formação de mercado para as energias renováveis (MME, 2009). O primeiro deles alavancou a energia eólica, com a meta de instalar 100 MW partindo dos 20 MW existentes e o segundo, denominado de “1.000 telhados solares” conectados à rede em mais de 40 cidades, atingindo a marca de 2.250 equipamentos com potência média de 2,6 kW por unidade (SHAYANI et al, 2006).

A partir da adoção do *StrEG* em 1990, houve um crescimento do mercado da energia eólica, aumentando a capacidade instalada desta fonte em cerca de 25 vezes no período 1989-1995 (MME, 2009), porém com poucos incentivos para a energia fotovoltaica, cujos custos naquela época eram muito elevados quando comparados com as tarifas-prêmio, não sendo suficientes para estimular a energia fotovoltaica (FULTON et al, 2011). Em 1999 deu-se início a reforma do *StrEG*, aprovada no ano seguinte como o *EEG* e ao Programa “100 mil telhados solares”, cuja meta de 350 MWp foi atingida em 2003 (MME, 2009).

Segundo (SALAMONI et al, 2007), o sistema de preços introduzido na Alemanha com o *StrEG*, posteriormente atualizada pelo *EEG* de 2000 e pela emenda de 2004, é a chave para o sucesso das energias renováveis na Alemanha, destacando que o mecanismo alemão é baseado na obrigatoriedade de compra pela operadora de rede de toda a eletricidade gerada pelas fontes renováveis, pagando ao gerador uma tarifa prêmio distinta para cada tecnologia utilizada.

Os recursos são captados por intermédio de um pequeno acréscimo na tarifa de todos os consumidores e são utilizados para reembolsar, sob a forma de tarifa prêmio, os consumidores que são proprietários de sistemas fotovoltaicos, permitindo-os recuperar seus investimentos em um período entre 10 e 12 anos (SALAMONI et al, 2007).

A Alemanha implantou em média entre 2010 e 2012 cerca de 7.500 MW em sistemas fotovoltaicos, elevando a capacidade instalada no país para 32.400 MW (EPIA, 2013) e contribuindo com 28,4 TWh, ou cerca de 4,6% da geração anual bruta de eletricidade, mantendo o país na liderança mundial na utilização desse tipo de energia (PVPS, 2012). A cota das energias renováveis para o abastecimento de eletricidade no país atingiu cerca de 22% já em 2012, com metas estabelecidas em 35% para 2020 e 80% para 2050 (PVPS, 2012). O Gráfico 2.14 indica a capacidade anual instalada e acumulada das instalações fotovoltaicas no país ao longo dos últimos 20 anos, destacando-se a média de 7.500 MW/ano colocados em funcionamento no período de 2010-2012.

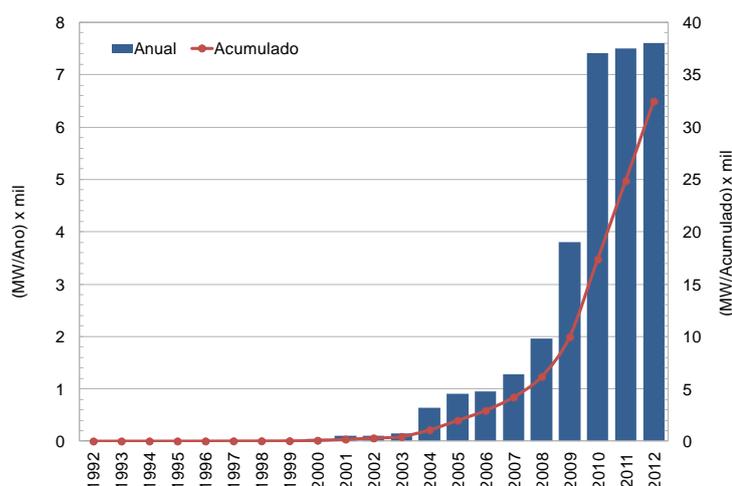


Gráfico 2.14 - Alemanha: capacidade anual instalada e acumulada entre 1992 e 2012

Fontes: Adaptado de (PVPS, 2011 e 2012)

A Tabela 2.16 indica, com base no Gráfico 2.14, a capacidade instalada média anual dos sistemas fotovoltaicos adicionados ao sistema alemão durante a vigência do *StrEG* 1990 e do *EEG* 2000 com as emendas de 2004 e 2008, indicando o sucesso da tarifa-prêmio como instrumento de fomento ao desenvolvimento da energia fotovoltaica na Alemanha.

Tabela 2.16– Capacidade instalada por instrumento legal adotado

<b>Instrumento Legal e Período de Vigência</b>	<b>Capacidade instalada inicial (MW)</b>	<b>Capacidade instalada final (MW)</b>	<b>Potência média instalada anual durante a vigência da Lei (MW)</b>
<i>StrEG</i> 1990 (1992-2000)	3	76	8,1
<i>EEG</i> 2000 (2001-2004)	186	1.074	222
<i>EEG</i> 2004 (2005-2008)	1.980	6.160	1.045
<i>EEG</i> 2008 (2009-2012)	9.959	32.740	5.695

Fontes: Adaptado de (PVPS, 2011 e 2012)

O sucesso do programa fotovoltaico alemão ocorre por esse país adotar uma política de longo prazo e tarifas atrativas para os investidores, além do fato de que toda a energia fotovoltaica gerada em telhados é conectada à rede e remunerada pela tarifa-prêmio (LA ROVERE et al, 2011).

## **2.8 Contexto Regulatório Espanhol**

Neste Capítulo serão abordados os principais atos regulatórios espanhóis a partir de 1997, ano em que se iniciou a liberalização do setor de eletricidade e a introdução em maior escala de fontes alternativas de energia na matriz energética do país.

### **2.8.1 Lei 54 de 27 de Novembro de 1997**

Esta Lei promoveu a abertura do mercado de eletricidade espanhol, regulamentando as atividades relacionadas ao fornecimento de energia elétrica. A Lei contém duas vertentes principais de atuação, a primeira com o mercado baseado na livre concorrência empresarial para produção e comercialização de energia e a segunda, com as atividades regulamentadas que incluem a transmissão e a distribuição de energia, e a gestão do sistema elétrico.

### 2.8.2 Real Decreto 2.818 de 23 de Dezembro de 1998

O Decreto beneficiou as instalações de produção de energia elétrica com capacidade instalada até 50 MW e que utilizam como energia primária fontes como solar, eólica, marés, biomassa, PCHs e hidrelétricas.

### 2.8.3 Real Decreto 436 de 12 de Março de 2004

Este Decreto estabeleceu regimes econômicos transitórios para produção de energia elétrica por instalações hidráulicas, de cogeração ou por fontes renováveis de energia, determinando tarifas, incentivos e prêmios para as instalações que utilizavam essas fontes a participarem do mercado, a partir da entrada em serviço. Na Tabela 2.17 estão indicadas as tarifas e prêmios para as instalações de energia solar fotovoltaica.

Tabela 2.17 – Espanha: tarifas e prêmios adotados para a energia fotovoltaica

Capacidade instalada	Até 100 kW		> 100 kW	
	Período	Tarifa	Tarifa	Prêmio
	Até 25 anos	575%	300%	250%
	Após 25 anos	460%	240%	200%
	Incentivo		10%	

Fonte: RD 436/2004

### 2.8.4 Real Decreto 661 de 25 de Maio de 2007

Este Real Decreto estabeleceu a obrigatoriedade de um aval de 500€/kW para as novas instalações fotovoltaicas terem acesso ao sistema elétrico. Também estabeleceu para as instalações que não dispõem de medição horária, a energia será calculada por hora, multiplicando a capacidade instalada da planta por um fator de funcionamento, cujo perfil leva em conta a hora do dia e o mês para cada uma das cinco zonas solares onde está localizada fisicamente a instalação fotovoltaica. A radiação solar global de cada uma das zonas climáticas e a distribuição geográfica delas no território espanhol estão indicadas respectivamente na Tabela 2.18 e na Figura 2.15.

Tabela 2.18 – Espanha: radiação solar global por zona climática

Zona climática	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 3,8$
II	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 5,0$

Fonte: (BOE, 2006)

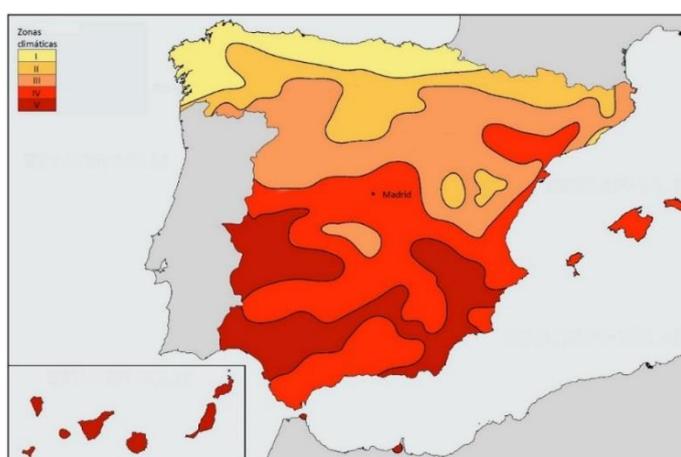


Figura 2.15 – Espanha: distribuição geográfica das zonas solares

Fonte: (BOE, 2006)

### 2.8.5 Real Decreto-Lei 14 de 23 de Dezembro de 2010

Este Real Decreto estabeleceu medidas urgentes para a correção do défice tarifário do setor elétrico, considerando o ritmo de crescimento das instalações fotovoltaicas e salvaguardando o princípio da suficiência da sua remuneração, pela incidência que os desvios nas estimativas de geração desta fonte de energia produziram no défice tarifário e limitando as horas equivalentes reconhecidas de funcionamento com direito a este regime econômico.

O Decreto definiu os valores de referência utilizados para o cálculo da remuneração estabelecidos no Plano de Energias Renováveis 2005-2010 e os contidos no Real Decreto 661/2007, que regula a atividade de produção de energia elétrica em regime

especial. As horas equivalentes de referência para estas instalações, em função das zonas climáticas solares onde a unidade geradora está localizada estão indicadas na Tabela 2.19.

Tabela 2.19 – Espanha: horas equivalentes anuais aplicadas a remuneração da energia fotovoltaica

Tecnologia	Horas equivalentes de referência/ano			
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV
Instalação fixa	1.232	1.362	1.492	1.632
Instalação com 1 eixo de seguimento	1.602	1.770	1.940	2.122
Instalação com 2 eixos de seguimento	1.664	1.838	2.015	2.204

Fonte: (RDL 14/2010)

### 2.8.6 Real Decreto 1.565 de 19 de Novembro de 2010

Este Real Decreto alterou o Real Decreto 1.578/2008, reduzindo as tarifas-prêmio até então praticadas para instalações fotovoltaicas, e retroagindo sua aplicação para as instalações registradas após 30 de Setembro de 2008, cujos novos valores estão indicados na Tabela 2.20.

Tabela 2.20 – Espanha: índices de redução aplicados às tarifas-prêmio para instalações fotovoltaicas

Tipo	Tipo montagem	Potência	Redução
I.1	Telhado	≤ 20 kW	5%
I.2		> 20 kW	25%
II	Solo	-	45%

Fonte: (RD 1.565/2010)

### 2.8.7 Real Decreto Lei 1 de 28 de Janeiro de 2012

Este Real Decreto suspendeu os incentivos econômicos para as instalações elétricas em regime especial, entre elas as de tecnologia fotovoltaica, que até a data de sua publicação, ainda não haviam obtido seus registros como instalações produtoras de energia

elétrica. Também suspendeu as solicitações de inscrição de novas instalações fotovoltaicas a partir de 2012.

### 2.8.8 Comentários

A liberalização do mercado de energia elétrica da Espanha iniciou com a permissão de se conectar sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, por meio da Lei 54/1997 e com o Real Decreto 2818/1998, que definiu num ambiente ainda incerto, as tarifas dessa energia para os primeiros 50 MW instalados (IEI, 2009). Esse problema foi contornado, com a edição do Real Decreto 436/2004 que na prática estabeleceu preços de instalação de 6 €/Wp e rentabilidades superiores a 12% em 25 anos, provocando grande demanda de pedidos para conexão à rede (MME, 2009).

O Gráfico 2.15 indica a capacidade instalada média anual dos sistemas fotovoltaicos adicionados ao sistema espanhol no período de 1994 a 2012, destacando-se o *boom* ocorrido no ano de 2008, iniciado no ano anterior, ocasião em que foram instalados respectivamente 557 e 2.758 MW, quando a meta prevista até 2010 era de 410 MW (MME, 2009) e (IEI, 2009).

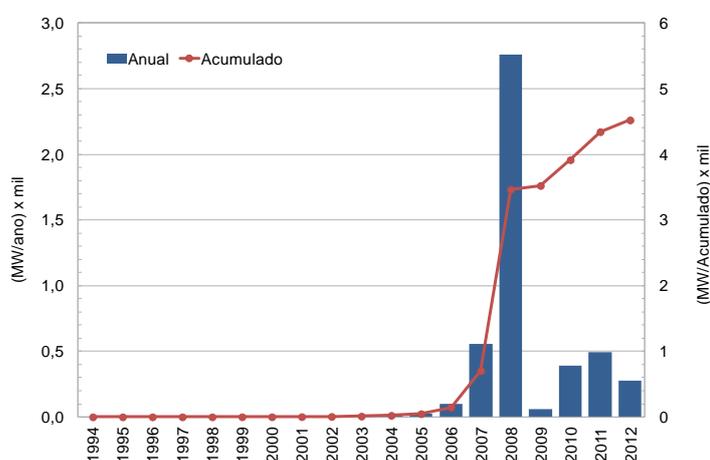


Gráfico 2.15 - Espanha: Capacidade anual instalada e acumulada entre 1994 e 2012

Fonte: Adaptado de (PVPS, 2011) e (EPIA, 2013)

Com a necessidade de aval de 500 € por kW estabelecido pelo Real Decreto 661/2007 para instalações no solo, ocorreu uma retração nas solicitações de conexão, pois 95% das solicitações eram deste tipo (MME, 2009).

A partir da crise financeira de 2008, a Espanha reduziu sensivelmente os subsídios para as instalações fotovoltaicas, estipulando o limite anual de 500 MW a serem adicionados à capacidade instalada (LA ROVERE et al, 2011). Esta limitação reduziu a capacidade instalada anual, de 2.758 MW em 2008 para 60 MW em 2009 e 392 MW em 2010, conforme indicado no Gráfico 2.15.

Em 2010, o Real Decreto 1.565 e o Real Decreto-Lei 14 estabeleceram percentuais de redução progressiva das tarifas-prêmio, por tipo de instalações implantadas após 2008 e prazos de validade do incentivo para as anteriores àquele ano (EPE 2012), cancelando o recebimento da tarifa-prêmio após 25 anos de operação (PVPS, 2011). Esta fonte destaca também a limitação das horas equivalentes de referência aplicada pelo Real Decreto Lei 14 às tarifas-prêmio, com a produção excedente fora dos períodos sendo comercializada no mercado atacadista de energia.

O efeito retroativo no corte da tarifa-prêmio adotado em 2010 pôde ser sentido já em 2011, quando os produtores começaram a produzir eletricidade sem receber qualquer remuneração, após estas plantas terem atingido o número de horas equivalentes que remuneravam essa energia (EPIA, 2012).

Embora a Espanha tenha registrado em anos recentes expressivas taxas de expansão com a geração fotovoltaica, apenas 279 MW foram adicionados ao sistema elétrico em 2012, conforme indicado no Gráfico 2.15, após a inesperada moratória nas tarifas-prêmio impostas pelo governo, por intermédio do Real Decreto-Lei 1/2012, que suspendeu todo suporte para novos sistemas fotovoltaicos a partir daquele ano. Outro fator limitante foi a não adoção do esquema de *net-metering*, dado o receio do governo em criar outro *boom* com a energia fotovoltaica, semelhante ao ocorrido em 2008 (EPIA, 2013).

## **2.9 Contexto regulatório norte-americano**

Neste Capítulo serão abordados três Codigos norte-americanos relacionados a energia sob suas diversas formas, incluindo as energias renováveis e a eficiência energética. O primeiro deles, promulgado em 1978 foi o *Public Utility Regulatory Policies Act – PURPA*, posteriormente entrou em vigor o *Energy Policy Act* em 2005, seguido pelo *Energy Independence and Security Act of 2007*.

### **2.9.1 *Public Utility Regulatory Policies Act* de 9 de Novembro de 1978**

A partir da primeira crise do petróleo, ocorrida em 1973, os Estados Unidos passaram a se preocupar com a forte dependência estrangeira deste energético. No ano de 1978, já às vésperas da segunda crise do petróleo que ocorreria no ano seguinte, o Congresso Americano promulgou o *Public Utility Regulatory Policies Act* – *PURPA*, como parte da *National Energy Act*, com o objetivo de diversificar a indústria da energia elétrica, melhorar a eficiência do setor, promover a utilização da energia oriunda de fontes alternativas, proporcionar um rápido desenvolvimento dos potenciais hidrelétricos em pequenas barragens, além de inserir melhorias no mercado atacadista de distribuição de energia. Essa Lei determinou que as distribuidoras adquirissem energia elétrica de fornecedores mais eficientes, criando um mercado livre e desenvolvendo projetos e tecnologias de energia renovável.

Outra forma definida pela *PURPA* para realizar seus objetivos era o de estabelecer uma nova classe de plantas de geração de energia elétrica que receberiam tarifas especiais conhecidas como *Qualifying Facilities (QFs)*, as quais se dividiam em (FERC, 2012):

- a. plantas de produção de energia qualificadas, com até 80 MW, cuja fonte primária de energia é de origem renovável, tais como hidráulica, eólica, solar, biomassa, resíduos ou geotérmica;
- b. pequenas plantas de cogeração qualificada para produzirem energia elétrica e térmica sob a forma de calor ou vapor, tornando-as mais eficientes caso produzissem essas formas de energia separadamente, podendo fornecer água quente para aquecimento doméstico ou para outras aplicações. Desta forma, grandes plantas de cogeração produzem vapor para usos na indústria ou em condicionamento ambiental para aplicações comerciais ou residenciais. Similarmente, pequenas plantas de cogeração podem fornecer água quente para aquecimento doméstico ou outras aplicações

### **2.9.2 *Energy Policy Act de 8 de Agosto de 2005***

No final de julho de 2005, o Congresso americano aprovou a *Energy Policy Act (EPAAct)*, adicionando novos padrões a *PURPA*, a serem considerados pelas comissões estaduais e distribuidoras de energia, entre eles as energias renováveis, incentivos fiscais, a diversidade na utilização de combustíveis e a geração eficiente utilizando combustíveis fósseis. O *EPAAct* contém uma vasta legislação que aborda desde a implantação da eficiência energética em edifícios, aos recursos energéticos como petróleo, gás natural e nucleares, além de temas como pesquisa e desenvolvimento em energia e incentivos fiscais.

O *EPAAct* definiu o uso e a instalação de sistemas de geração fotovoltaica em prédios públicos novos e existentes, por intermédio de um programa para a aquisição, instalação e comercialização de sistemas fotovoltaicos, visando a produção de eletricidade e a aceleração do crescimento desta modalidade de energia. Desta forma, busca-se a redução do consumo e dos custos com combustíveis fósseis e o desenvolvimento de programas de performance para levantamento de dados para dar suporte a decisões políticas para futuros programas de incentivo na área de energia. Definiu também como meta a instalação de 20.000 sistemas fotovoltaicos em prédios da administração federal.

Com duração de cinco anos, esse programa previu a aquisição de 150 MWp de módulos solares com capacidade de armazenamento e técnicas de produção de baixo custo, e financiou a instalação de um sistema fotovoltaico no prédio do *Department of Energy* na cidade de Washington.

Para os sistemas isolados, o *EPAAct* previu a produção e distribuição das energias renováveis e da geração distribuída em áreas insulares, determinando a reavaliação do consumo, da infraestrutura, da dependência da energia importada, das oportunidades para conservação de energia e do aumento da eficiência energética das fontes nativas naquelas áreas.

O *EPAAct* previu a criação de Programas de Demonstração de Tecnologia Distribuída de modo a acelerar o emprego dessas tecnologias em aplicações comerciais intensivas de energia. Com o objetivo de desenvolver pesquisas sobre pequenos geradores

de energia esse Programa busca identificar e utilizar recursos das universidades para desenvolver dispositivos de energia portáteis avançados para usos civis ou militares.

O *EPAAct* definiu também um programa de pesquisa, desenvolvimento, demonstração e de aplicação comercial para a energia solar incluindo a fotovoltaica, aquecimento de água e de ambientes, energia solar concentrada, produção de sistemas solares de baixo custo e alta qualidade e o desenvolvimento de produtos que podem ser facilmente integrados às edificações existentes.

Para a geração distribuída e conexão dos consumidores às redes de distribuição locais, o *EPAAct* previu o estabelecimento de acordos e procedimentos para promover melhorias nas práticas dessas conexões, de modo que elas não fiquem limitadas aos padrões determinados pelas agencias reguladoras estaduais.

O *EPAAct* autorizou que sejam designadas anualmente organizações que apresentem projetos de fontes renováveis para geração de energia, que contribuam para a independência energética americana. Para a energia solar fotovoltaica esses projetos devem ter capacidade instalada mínima de 3 MW.

Nas emendas à *PURPA* é tratada a questão do *net-metering*, determinado que a distribuidora de energia deverá disponibilizar essa modalidade de medição, quando solicitado pelo cliente.

### **2.9.3 *Energy Independence and Security Act de 19 de Dezembro de 2007***

O *Energy Independence and Security Act (EISA)* tem por objetivo promover uma maior independência energética do país, aumentar a produção de combustíveis renováveis, a eficiência energética de equipamentos, edifícios e de veículos mais econômicos, além da melhoria da performance energética do Governo Federal.

O *EISA* determinou uma série de estudos e projetos de demonstração visando a economia de energia em instituições públicas, destacando-se:

- a. A realização de estudos de viabilidade de telhados fotovoltaicos do Complexo do Capitólio;

- b. O aporte de U\$ 30 milhões para instalação de um sistema fotovoltaico na sede do *Department of Energy*;
- c. A elaboração de programas de demonstração da tecnologia fotovoltaica com o objetivo de estabelecer subsídios aos Estados para desenvolverem demonstrações avançadas dessa tecnologia. Fazem parte desta ação a adoção de medição e verificação do sistema fotovoltaico a ser instalado, de modo a demonstrar a média de vida desses sistemas, a realização de uma auditoria energética no edifício que receberá a instalação e um relatório de acompanhamento contendo a quantidade de sistemas e o número de projetos.

#### 2.9.4 Comentários

A aplicação das energias renováveis no país é caracterizado por um crescimento gradual com base em incentivos locais, a exemplo dos estados da *Califórnia* e de *New Jersey*, os quais incluem descontos na conta de energia elétrica ao consumidor residencial que utilizar energia renovável, dependendo do desempenho do painel solar, instalado de modo a incentivar a máxima geração de energia fotovoltaica e buscando aumentar a participação deste tipo de energia na matriz energética (CABELLO et al, 2013).

Os fatores que auxiliaram no crescimento do mercado fotovoltaico norte-americano em 2011 foram (IREC, 2012):

- a. estrutura creditícia: os créditos federais para as instalações residenciais e comerciais, mantidos até 2016, garantem a projetistas e instaladores o planejamento e comercialização dos equipamentos, e aos consumidores o poder de tomar decisões com a manutenção desses incentivos. Destaca-se a importância dos incentivos federais, porém eles são insuficientes por si só para criar um mercado;
- b. *Renewable Portfolio Standard (RPS)* estaduais: política de sistema de cotas que incentivam as concessionárias a investirem em fontes renováveis de energia para geração centralizada;
- c. Incentivos financeiros estaduais: são uma importante fonte de fomento, principalmente para instalações residenciais e comerciais distribuídas. Em 2011,

dos 10 estados com maiores capacidades instaladas no setor fotovoltaico, nove possuíam programas estaduais ou de concessionárias para descontos;

- d. Queda nos preços: com base nos custos de 2011 de algumas instalações, os preços reduziram cerca de 14% para as residenciais e 20% para as não residenciais.

Dois programas de incentivo considerados bem sucedidos são o *California Solar Initiative (CSI)* e o *New Jersey Renewable Portfolio Standard (RPS)*. O *CSI* foi criado em 2006 pela *California Public Utilities Commission* e fornece descontos ao consumidor residencial de energia renovável, com incentivo de US\$ 2.80/W para sistemas menores que 1 MW e tem como metas atingir 3.000 MW até 2017 e reduzir em 10% ao ano os custos de instalação. Estabelecido em 2002, o *RPS* é um dos programas mais adotados pelos estados americanos e tem por objetivo aumentar a participação das fontes renováveis de energia na matriz energética em 20% até 2017 (IEI, 2009). O *RPS* cria a obrigatoriedade da utilização de uma parcela de eletricidade de origem renovável, buscando diversificar a matriz energética do estado que o adota. A implementação do *RPS* reduz as barreiras à tecnologia, estimulando novos mercados para as energias renováveis (PEREIRA et al, 2004a). Já o *net-metering* é utilizado em 43 estados americanos, porém limitado a uma potência máxima.

A geração centralizada apresentou um crescimento maior que 100% em relação a 2010 totalizando 640 MW<sub>dc</sub>. Destaca-se ainda que 90% desses empreendimentos estão localizados em estados que possuem requisitos de *RPS* e cerca de 6% das instalações centralizadas utilizam tarifas prêmio ou estruturas similares (IREC, 2012).

Com relação à geração distribuída, as instalações conectadas a rede em 2011 aumentaram em 24% em relação a 2010, atingindo cerca de 64.000 sistemas e uma potência total de 1.300 MW<sub>dc</sub>. O maior crescimento se concentrou em grandes instalações não residenciais, cuja capacidade média cresceu 46%, atingindo 18 kW<sub>dc</sub>. A capacidade das instalações do setor não residencial, que incluem prédios do governo, lojas e instalações militares aumentaram em 236% em 2011, com relação a 2010, e o tamanho médio dessas instalações cresceram cerca de 43%, com os maiores sistemas sendo instalados em duas unidades militares nos estados de *New Jersey* (9 MW<sub>dc</sub>) e no *Colorado* (6 MW<sub>dc</sub>) (IREC, 2012).

O setor residencial cresceu 21%, acumulando 16% da capacidade fotovoltaica em 2011. Os incentivos federais para esse tipo de instalação permaneceu estável em 2011 e estarão disponíveis até 2016. Além desses incentivos, muitas das instalações residenciais ocorreram em estados onde existem incentivos locais. Outro destaque que ocorre com o setor residencial é a locação e a terceirização com contratos de longo prazo. O Programa *California Solar Initiative*, a percentagem de sistemas residenciais de propriedade de terceiros aumentou de 7% em 2009 para 25% em 2011, com a capacidade média desses sistemas permanecendo em 5,7 kW<sub>dc</sub>. (IREC, 2012)

Apesar dos Estados Unidos utilizarem de benefícios fiscais, esquemas de depreciação acelerada a nível federal e o *net-metering*, somente nos estados onde há incentivos paralelos para a energia fotovoltaica é que esta fonte se desenvolveu, a exemplo da *California* e de *New Jersey*. A *California* estabeleceu descontos fiscais para instalações residenciais e comerciais e *New Jersey*, além dos descontos introduziu um sistema de cotas (LA ROVERE et al, 2011).

Em 2011, mais que 93% dos sistemas distribuídos utilizavam o *net-metering*. Um sistema adotado em 1,5% (17 MW<sub>dc</sub>) de sistemas distribuídos é o *Community Share Solar*, onde uma instalação é conectada ao sistema de distribuição da concessionária e a eletricidade gerada é creditada para “assinantes” daquela instalação, permitindo a consumidores que não teriam condições de adquirir um sistema solar, como locatários ou proprietários com pouco acesso a energia solar, de receber essa energia (IREC, 2012).

Na década de 1990, os Estados Unidos dispunham de uma considerável capacidade instalada de energia fotovoltaica, maior até que da Alemanha e Espanha. O crescimento médio anual da capacidade instalada durante o período de 1992 a 2000 foi de 15,6% e o da década seguinte, 34%. Já nos anos de 2011 e 2012 o país apresentou crescimentos médios anuais da ordem de 75%, conforme indicado no Gráfico 2.16. Estes percentuais mostram que a capacidade instalada média anual mais do que dobra a cada dez anos, indicando um crescimento gradativo na aplicação dessa tecnologia na matriz energética do país (IEI, 2009).

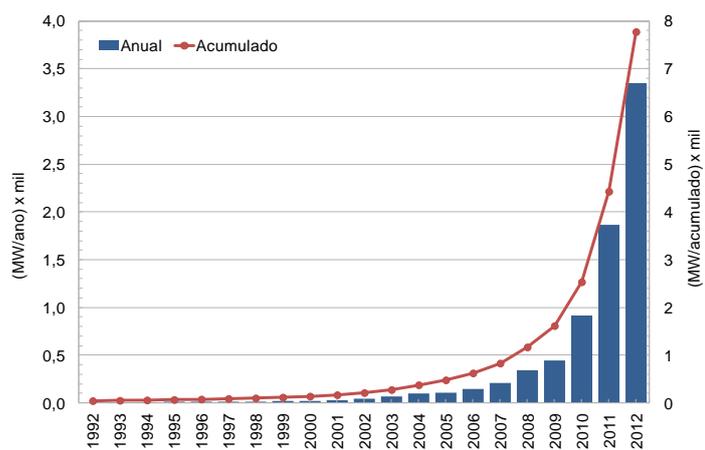


Gráfico 2.16 – Estados Unidos: Capacidade anual instalada e acumulada entre 1992 e 2012  
Adaptado de (PVPS, 2011) e (EPIA, 2013)

### **3 ESTUDO DE CASO – APLICAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA UNIVERSALIZAÇÃO DO ESTADO DO AMAZONAS**

As sucessivas prorrogações ocorridas no Programa Luz para Todos, conforme abordado no Capítulo 2.6.11, aponta para a dificuldade crescente desse programa em atender as comunidades e domicílios que ainda não foram eletrificados, devido aos custos envolvidos serem cada vez maiores, causado pela grande dispersão geográfica e pela baixa demanda de energia dessas comunidades, formadas por pequenas propriedades agropastoris de subsistência e com baixa utilização de tecnologias e produtividade e conseqüentemente com baixo nível de renda (NT-SOLAR, 2013).

A geração centralizada utilizando grandes usinas é preponderante no país, modelo que tende a auxiliar na promoção do êxodo rural, pelo fato das áreas rurais mais afastadas não serem contempladas com o fornecimento de energia elétrica, seja por falta de condições de se implantar linhas até esses locais ou pela inviabilidade econômica desses empreendimentos (SHAYANI et al, 2006).

Destaca-se que as comunidades da Região Norte estão distribuídas de forma dispersa, acompanhando as calhas dos rios e apresentam baixas demandas por energia, o que torna o atendimento por extensão de redes pouco atrativo para as concessionárias de energia, devido ao seu alto custo de implantação. Mesmo havendo abundância de biomassa e de recursos hídricos, as poucas comunidades que dispõem de eletricidade são atendidas por geradores a diesel, por apresentarem baixo custo de instalação e serem de fácil instalação e operação. Normalmente estes equipamentos são cedidos pelas prefeituras, pelos governos dos estados ou pertencem a própria comunidade, que administra sua operação. Esses sistemas apresentam como desvantagens o alto custo do combustível encarecido pelo transporte e pela ausência de manutenção, que tornam a operação dos geradores precária e com elevado consumo de combustível (TIAGO FILHO et al, 2008).

Somente ao redor da região Amazônica a energia hidráulica está disponível, em locais onde existem desníveis significativos tais como o entorno da bacia dos rios Amazonas, Solimões e seus afluentes do sul, incluindo as bacias de grande parte dos rios dos estados do Pará e Mato Grosso, bem como da parte norte do Rio Amazonas oriundos de Roraima, Amapá e da região conhecida como “Cabeça do Cachorro”, localizada na fronteira do Brasil com a Colômbia e a Venezuela. O potencial de energia fotovoltaica disponível na região é alto, porém o elevado custo da tecnologia limita sua adoção, inviabilizando seu uso no beneficiamento da produção regional, e limitando seu emprego a moradias isoladas e a pequenas aplicações comunitárias de entretenimento e conservação de vacinas (POOLE et al, 1995).

Na década de 1990, o PRODEEM deu início a utilização de fontes renováveis de energia na eletrificação de áreas rurais isoladas, instalando cerca de 9.000 módulos fotovoltaicos naqueles locais. Posteriormente, programas como Luz no Campo (1999) e seu sucessor, Luz para Todos (2003) deram início ao processo de universalização nas áreas mais próximas as redes existentes e que apresentavam melhor economia de escala. Porém, ainda há um déficit de cerca de 1.000.000 de ligações (ANEEL, 2013b), localizadas em áreas mais distantes das redes já instaladas.

Em 2004, o Projeto Ribeirinhas (ELETROBRAS, 2014), priorizou a implantação de microssistemas de geração de energia elétrica que utilizem fontes renováveis locais de forma sustentável, instalando em 27 comunidades dos municípios de Manacapuru, Novo Airão e Silves, no estado do Amazonas, atendendo a uma população de aproximadamente 1.000 ribeirinhos, 170 sistemas fotovoltaicos individuais de 150 W<sub>p</sub>, com capacidade para atender até três pontos de luz, um rádio e um televisor de baixa potência com receptor de antena parabólica. Para a seleção dos locais que receberam os módulos fotovoltaicos, o projeto desconsiderou agrupamentos de residências que pudessem ser atendidas economicamente com gerador diesel e priorizou comunidades em que a dificuldade de acesso inviabilizasse a instalação e manutenção de redes de distribuição convencionais por parte da concessionária.

A medida que o Programa Luz para Todos alcança comunidades isoladas e cada vez mais distantes das redes convencionais de energia, essa eletrificação torna-se mais cara,

principalmente na região Amazônica, onde há milhares de pequenas comunidades isoladas que agregam entre 5 e 40 unidades consumidoras, além do tamanho de muitas destas comunidades inviabilizar a utilização da geração a diesel de pequeno porte (SOARES et al, 2010).

Contraopondo a questão dos custos da geração e distribuição convencional de energia, (SHAYANI et al, 2006) apontam vantagens na adoção da energia fotovoltaica tais como os baixos custos de operação e manutenção, além dos custos de instalação serem diluídos ao longo da vida útil do sistema. Outro fator importante a ser destacado é a produção de energia por intermédio da geração distribuída diretamente no ponto de consumo, evitando custos e encargos associados ao sistema elétrico centralizado.

No caso da Amazônia rural brasileira, os investimentos para implantação de novos sistemas de distribuição de energia onde existem vias de comunicação terrestre é semelhante às outras áreas rurais do país, com a diferença que os custos com manutenção podem ser elevados, devido às características do solo amazônico e das chuvas intensas na região (DI LASCIO et al, 2009). Esta fonte constata que mesmo durante o ambiente estatal, já não tinha sido possível promover o atendimento generalizado das áreas rurais e que este quadro é agravado atualmente, pelo fato de que as leis de mercado são a principal motivação para a implantação da eletrificação, excluindo por questões econômicas a população não atendida até o momento.

A zona rural do estado do Amazonas, com baixíssima densidade demográfica e as diversidades regionais como o clima e a dificuldade de locomoção são obstáculos para o atendimento das metas de universalização, com o conseqüente aumento dos custos de implantação de projetos de eletrificação rural (CARTAXO et al, 2006). De forma semelhante, (RIBEIRO et al, 2000) destacam que a baixa atratividade do mercado rural de energia elétrica e sua centralização nas concessionárias de energia, resultaram em elevados custos médios de ligação, dificultando o acesso dos moradores de baixa renda à energia elétrica.

A forma de atendimento utilizando alternativas energéticas para a eletrificação rural da Amazônia desconsideraram questões como a fragilidade do ecossistema e o modo de vida da população local, além de ter sido relegado a um segundo plano o levantamento

ambiental e socioeconômico que desse sustentabilidade ao desenvolvimento da região. Também foi desconsiderado um planejamento energético sustentável, de modo a conciliar desenvolvimento e conservação ambiental (DI LASCIO et al, 2009).

### 3.1 Caracterização do estudo

O estado do Amazonas foi selecionado para o estudo de caso por apresentar características singulares na questão da universalização da energia em relação aos demais estados da Amazônia. O desmatamento tende a ser menor no Amazonas que nos estados periféricos da região, devido a floresta nativa estar relativamente distante do Arco de Desmatamento (DI LASCIO et al, 2009), representado na cor lilás na Figura 3.1, onde a derrubada da floresta ocorre com maior intensidade nos estados como o Pará, Mato Grosso, Rondônia e parte do Acre. Com a manutenção da floresta nativa há uma maior dificuldade em se estender as linhas de distribuição convencionais às comunidades mais remotas, encarecendo o custo das ligações e abrindo novas oportunidades para aplicação de fontes alternativas de energia.



Figura 3.1 – Arco do desmatamento da Amazônia

Fonte: IMAZON

Outro fator que difere o Amazonas dos demais estados da região na questão energética é o fato destes estados já estarem conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), dispendo de energia abundante, caso do Mato Grosso, Pará, Acre e Rondônia. Desde 2001, Boa Vista capital de Roraima, está interligada em 230 kV ao sistema elétrico venezuelano, na UHE de Guri (ELETROBRAS, 2014a), com a previsão de ser interligada

ao Sistema de Manaus em 2015 (MME, 2013). Diferentemente dos estados citados, o Amazonas teve o sistema de Manaus interligado ao SIN somente em 2013, por intermédio da linha de transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus em 500 kV, permanecendo isolados os demais sistemas do interior.

### 3.2 Características socioeconômicas do Amazonas

O estado do Amazonas possui a maior extensão territorial do país, com uma área total de 1.559.159 km<sup>2</sup> e uma população de 3.483.985 habitantes, distribuída por 62 municípios e apresenta uma densidade demográfica de 2,23 habitantes/km<sup>2</sup> (IBGE, 2010), sendo superado neste quesito somente pelo estado de Roraima, com 2,01 habitantes/km<sup>2</sup>. A incidência de pobreza atinge 48,4% da população (IBGE, 2003).

O Censo Demográfico 2010 identificou no estado um total de 140.899 domicílios rurais permanentes. Destes domicílios, 47.556 possuem fornecimento de energia elétrica regular oriunda da Eletrobras Amazonas Energia, 44.503 possuem eletricidade produzida por outras fontes de energia, que incluem a energia eólica, solar, diesel, etc., e 48.840 não possuem nenhum tipo de fornecimento. O Gráfico 3.1 ilustra a distribuição da energia elétrica nos domicílios rurais amazonenses.

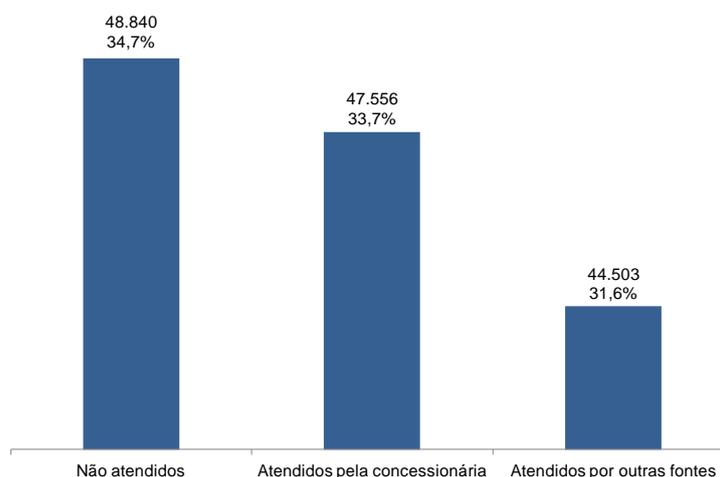


Gráfico 3.1 – Caracterização do fornecimento de energia elétrica nos domicílios rurais do Amazonas

Fonte: (IBGE, 2010a)

A distribuição mostrada no Gráfico 3.1 indica que cerca de 2/3 dos domicílios rurais do Amazonas não estão universalizados, sendo atendidos por outras fontes (31,6%) ou sem qualquer tipo de atendimento (34,7%).

Com relação aos hábitos de consumo de bens duráveis nos domicílios rurais do estado identificados pelo Censo 2010, o Gráfico 3.2 mostra a existência alguns destes bens, tais como rádio, TV, geladeira, computador com internet e telefones fixo e celular (IBGE, 2010b), demonstrando que a eletrificação rural introduz melhorias na qualidade de vida da população rural. Esse fato deve ser considerado na proposição de ações para a universalização rural da energia elétrica não só do estado do Amazonas, mas no restante do país.

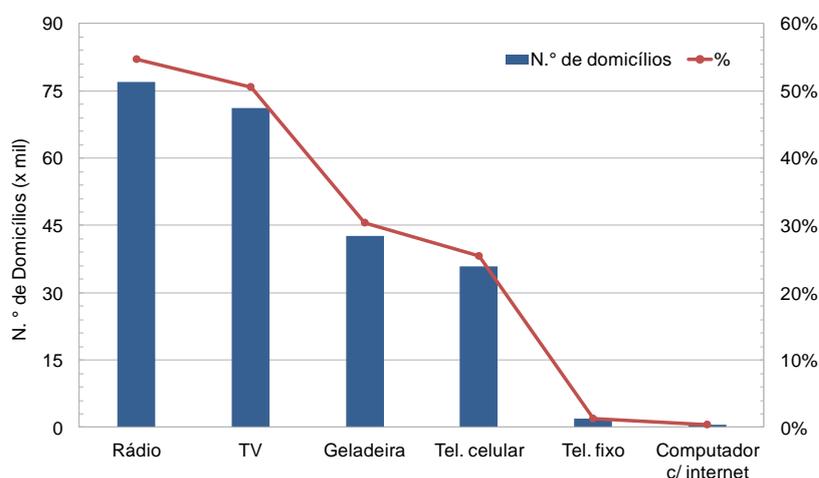


Gráfico 3.2 – Amazonas – Domicílios rurais com bens duráveis

Fonte: (IBGE 2010b)

### 3.3 Sistema elétrico do Amazonas

O Amazonas possui dois grandes sistemas elétricos. O primeiro deles, denominado de Sistema Manaus - Capital, com capacidade instalada de 1.044 MW, interliga além da capital, os municípios de Iranduba, Presidente Figueiredo e Manacapuru, e atende 457 mil consumidores, sendo 455 mil (99,6%) em baixa tensão. O segundo, denominado Sistema Interior, se estende aos demais municípios do estado e contempla 105 localidades, incluindo 61 sedes municipais, com uma área total de 1,57 milhão de quilômetros quadrados e atende a 293 mil consumidores, sendo 225 mil (76,9%) residenciais (ELETROBRAS

AMAZONAS ENERGIA, 2014).

Estão previstos para os sistemas isolados do estado no ano de 2014, o consumo de 326.965 m<sup>3</sup> de óleo diesel e 10,2 MMm<sup>3</sup> de gás natural para gerar respectivamente 1.215.481 e 42.652 MWh, totalizando 1.258.133 MWh (ELETROBRAS, 2014a). A

Tabela 3.1 mostra o balanço de energia do Sistema Interior, indicando a demanda de energia e os respectivos produtores.

Tabela 3.1 – Balanço de energia do Sistema Interior da Eletrobras Amazonas Energia

<b>Sistema Interior (MWmed)</b>	<b>Geração Térmica (MWmed)</b>			
	<b>ELB/AM</b>	<b>BK Energia</b>	<b>ELB/AC</b>	<b>AP Hermasa</b>
151,2	143,4	6,8	0,8	0,2

Fonte: (ELETROBRAS, 2014a)

Destaca-se nesse sistema o atendimento do município de Itacoatiara, realizado pelo PIE BK Energia, Hermasa e Amazonas Energia e do município de Guajará (AM), por intermédio da UTE Cruzeiro do Sul (AC), da Eletrobras/Acre.

O cadastro do parque gerador do Sistema Interior possui 552 unidades geradoras térmicas, com capacidade instalada de 496 MW (ELETROBRAS, 2014a), com uma grande diversidade de potências, variando de 60 kW utilizadas em Moura e Santana do Uatumã, 3.180 kW em Tabatinga e 9.000 kW em Itacoatiara. No Gráfico 3.3 está indicado o número de geradores instalados conforme suas potências nominais.

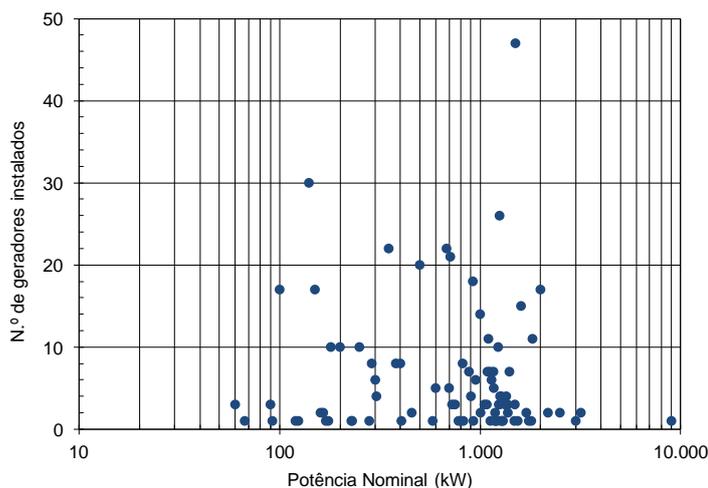


Gráfico 3.3 - Capacidades e número de geradores instalados no sistema isolado amazonense

Fonte: (ELETROBRAS, 2014a)

Destaca-se que, devido às capacidades dos geradores utilizados atualmente no sistema isolado do estado, é possível atender de forma econômica somente os domicílios agrupados próximos dos aglomerados urbanos. Para o atendimento de pequenas comunidades isoladas, que totalizam cerca de 60% dos domicílios rurais do estado (IBGE, 2010), torna-se necessária por razões econômicas a adoção de geradores de menor potência, e para os domicílios isolados, há a possibilidade de se adotar sistemas fotovoltaicos, conforme será abordado no Capítulo 3.5.

### 3.4 Custos da universalização dos sistemas isolados

À medida que a universalização avança na direção dos domicílios mais afastados das redes convencionais existentes, crescem os custos de implantação para atender a esses consumidores. A Eletrobras Amazonas Energia apresentou para os anos de 2013 e 2014 uma previsão de custos da ordem de R\$ 559,3 milhões para ligação de 69.562 domicílios no âmbito do Programa Luz para Todos, resultando num custo médio por ligação de R\$ 8.040 (ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, 2012). Estes custos são parcialmente explicados por (CARTAXO et al, 2006), onde é destacada que a extensão da rede a partir dos municípios até as pequenas comunidades distantes das suas sedes, impõem elevados investimentos para vencer uma série de obstáculos geográficos e implantar minirredes de distribuição de energia. A título de exemplo, na Tabela 3.2 estão indicados os recursos utilizados para implantação do Programa Luz para Todos no estado do Amazonas, no biênio

2005-2006 e o custo médio por domicílio.

Tabela 3.2 – Recursos utilizados no Amazonas no âmbito do Programa Luz para Todos

Ano	Domicílios	Custos (R\$)			Domicílio
		Rede de Distrib.	Geração Diesel	Total	
2005	2.529	4.382.186,82	9.654.870,00	14.037.056,82	5.550,44
2006	3.480	18.782.808,99	16.925.000,00	35.707.808,99	10.260,86

Fonte: Adaptado de (Cartaxo et al, 2006)

Outro indicativo dos custos da universalização foi obtido da análise das propostas de revisão dos planos de universalização da área rural elaboradas pelas concessionárias de energia, nos termos da Resolução Normativa ANEEL 488, de 2012 (ANEEL, 2013b). As propostas analisadas somam 1 milhão de domicílios a serem atendidos até o ano de 2027, totalizando cerca de R\$ 17,3 bilhões. No Gráfico 3.4 estão indicados o número de ligações e o custo médio por ligação previsto pelas concessionárias para atender as respectivas metas de universalização.

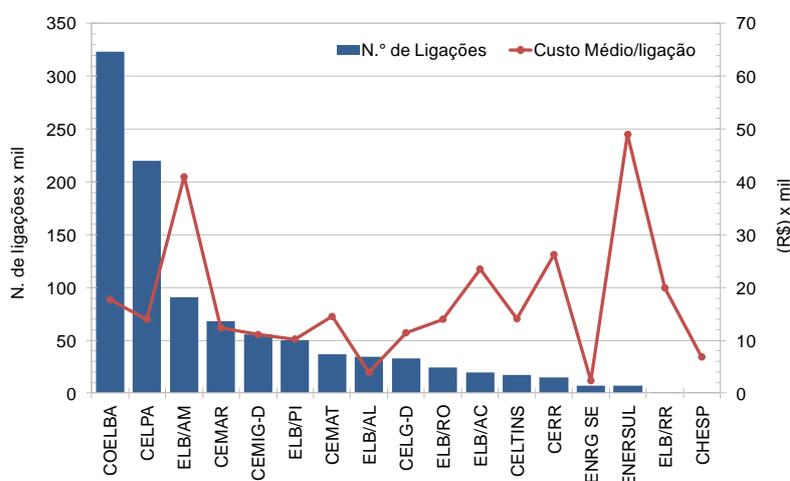


Gráfico 3.4 – Custos médios por ligação nos planos de universalização das concessionárias

Fonte: (ANEEL, 2013b)

Com base nos custos médios por ligação apresentados no Gráfico 3.4, nota-se que os cinco maiores estão situados entre R\$ 20 mil e R\$ 50 mil e ocorrem nos sistemas isolados das concessionárias da Eletrobras dos estados do Acre, Amazonas e Roraima, na Companhia Energética de Roraima e na Enersul.

Das 102 distribuidoras e cooperativas de eletrificação rural do país (ANEEL, 2013d), 85 encontram-se universalizadas enquanto que 17 tiveram seus prazos de universalização revistos para o período de 2011 - 2018 (ANEEL, 2012b) e (ANEEL, 2013f). A Tabela 3.3 apresenta uma síntese das metas e dos custos apresentados pelas concessionárias que não finalizaram o processo de universalização nas suas áreas de atuação, cujos resultados obtidos consideraram que parte ou a totalidade das metas ali apresentadas não foram atendidas pela Fase 2 do Programa de Aceleração do Crescimento, pelo Programa Brasil Sem Miséria (TCU, 2014) ou por meio dos recursos próprios das concessionárias.

Tabela 3.3 – Resumo das metas de universalização até 2018

NT	CONCESS.	METAS CONSOLIDADAS			CUSTO MÉDIO (R\$/LIG)		CUSTO (R\$)		PERCENTUAIS		TOTAL	TOTAL (R\$)	PRAZO
		Ext. de Redes	Sist. de Geração	TOTAL	Ext. de Redes	Sist. de Geração	Ext. de Redes	Sist. de Geração	Ext. de Redes	Sist. de Geração			
22	CELG-D	32.637		32.637	11.944,64		389.837.349,49		3,0%		3,0%	389.837.349	2014
22	CELPA	160.397	55.898	216.295	10.261,73	25.000,00	1.645.950.706,81	1.397.450.000,00	12,5%	10,6%	23,1%	3.043.400.707	2018
22	CELTINS	34.636		34.636	9.392,70		325.325.418,66		2,5%		2,5%	325.325.419	2016
25	CEMAR	63.576		63.576	12.776,20		812.259.471,86		6,2%		6,2%	812.259.472	2016
26	CEMAT	48.497		48.497	12.027,29		583.287.555,88		4,4%		4,4%	583.287.556	2017
27	CEMIG	58.792		58.792	11.092,85		652.171.072,96		4,9%		4,9%	652.171.073	2014
28	CERR	14.838		14.838	6.214,14		92.205.409,32		0,7%		0,7%	92.205.409	2016
29	CHESP	354		354	6.860,65		2.428.670,10		0,02%		0,02%	2.428.670	2014
30	COELBA	186.781		186.781	13.195,37		2.464.644.403,97		18,7%		18,7%	2.464.644.404	2016
31	ELB/AC	14.276	9.202	23.478	14.335,67	33.273,96	204.656.063,18	306.186.997,59	1,6%	2,3%	3,9%	510.843.061	2018
32	ELB/AM	41.409	59.090	100.499	13.930,66	44.000,00	576.854.699,94	2.599.960.000,00	4,4%	19,7%	24,1%	3.176.814.700	2018
33	ELB/PI	44.744		44.744	11.023,69		493.243.985,36		3,7%	0,0%	3,7%	493.243.985	2014
34	ELB/RO	18.857	924	19.781	13.323,28	30.800,00	251.237.090,96	28.459.200,00	1,9%	0,2%	2,1%	279.696.291	2014
35	ELB/RR	798		798	14.798,23		11.808.987,54		0,1%		0,1%	11.808.988	2014
36	ENERSUL	11.246	1.668	12.914	12.276,69	108.959,60	138.063.655,74	181.744.612,80	1,0%	1,4%	2,4%	319.808.269	2016
37	ENERG-SE	7.073		7.073	3.983,88		28.178.000,22		0,2%		0,2%	28.178.000	2014
Total		738.911	126.782	865.693					65,8%	34,2%	100%	13.185.953.352	
		85,4%	14,6%										

Fonte: (ANEEL, 2013d)

Na Tabela 3.4 estão indicadas as metas das 5 concessionárias que optaram por utilizar sistemas de geração nos serviços de universalização, o quantitativo de ligações a serem realizadas e as notas técnicas da ANEEL que analisaram as solicitações de revisão (ANEEL, 2013d). Nas demais concessionárias ainda não universalizadas, não há previsão de se utilizar sistemas de geração para o atendimento das metas de universalização propostas.

Tabela 3.4 – Metas das concessionárias não universalizadas que utilizarão sistemas de geração

Concessionárias	N.º de ligações		Total	Nota Técnica SRC-ANEEL
	Extensão de redes	Sistemas de geração		
Celpa (PA)	160.397	55.898	216.295	023/2012
Eletrobras (AC)	14.276	9.202	23.478	031/2012
Eletrobras (AM)	41.409	59.090	100.499	032/2012
Eletrobras (RO)	18.857	924	19.781	034/2012
Enersul (MS)	7.874	180	8.054	036/2012
Total	246.185	126.782	372.967	
	66%	34%	100%	

Fonte: (ANEEL, 2013d)

No contexto analisado, os estados do Amazonas e Pará concentram cerca de 85% das metas da universalização propostas, restando pouco mais de 15% para os demais estados. Quando a análise é estendida para as ligações a serem atendidas por sistemas de geração, o Amazonas apresenta uma relação de 60% desta modalidade frente a 40% de convencional, sendo o único caso em que a demanda por ligações com sistemas de geração é maior que a das ligações convencionais. O estado apresenta também o maior número absoluto de ligações a serem atendidas por sistemas de geração. O Gráfico 3.5 mostra as metas das concessionárias que utilizarão sistemas de geração, destacando as relações entre as ligações com extensão de redes e os sistemas de geração.

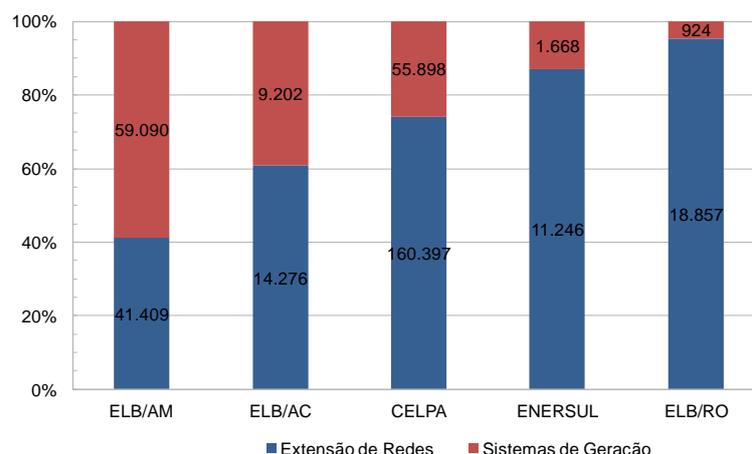


Gráfico 3.5 – Metas de universalização das concessionárias que utilizarão sistemas de geração

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2013d)

Diante do exposto, o estudo de caso focará dentre as 5 distribuidoras que ainda não encerraram seus programas de universalização e que preveem a adoção de sistemas de geração, a eletrificação rural da Eletrobras Amazonas Energia, pelo fato desta concessionária prever a utilização de um maior número de sistemas desta modalidade de geração para atingir suas metas de universalização em sua área de atuação.

Segundo (DI LASCIO et al, 2009) a definição do tamanho do sistema fotovoltaico depende da quantidade de energia que se pretende ofertar e propõe que o atendimento de moradias isoladas ou em conjunto de até três unidades domiciliares seja efetuado por sistemas fotovoltaicos. Nesta condição, estariam enquadradas cerca de 6,3% do total das novas ligações na região amazônica, devido a impossibilidade tecnológica e econômica em atender essa demanda com outra forma de energia. Contrapondo-se à questão da aplicação da energia fotovoltaica, a mesma fonte levanta a questão da reduzida capacidade desses sistemas e das minirredes não possibilitarem a melhora da renda da população que vive em áreas isoladas, pois os sistemas fotovoltaicos não são capazes de agregarem valor à produção local. Entre outras razões apontadas para esta ocorrência, destaca-se o elevado custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos, os quais possuem capacidades de geração reduzidas, não sendo suficientes para apoiar as atividades de beneficiamento da produção local. Outro aspecto citado é o elevado custo anual de O&M, estimado em cerca de R\$

1.270,00 em valores de 2006.

O Gráfico 3.4 apresenta os custos médios por ligação do Programa Luz para Todos obtidos até o ano de 2010 (VIEIRA, 2011) e calculados a partir de 2011, utilizando os valores contidos nas notas técnicas das concessionárias que ainda não encerraram o processo de universalização nas respectivas áreas de concessão (ANEEL, 2013d). Os valores médios apresentados, da ordem de R\$ 12 mil a partir de 2012 e com tendência de aumento, contribuem para a inserção das fontes renováveis de energia no processo de universalização, conforme será abordado no Capítulo 3.6.

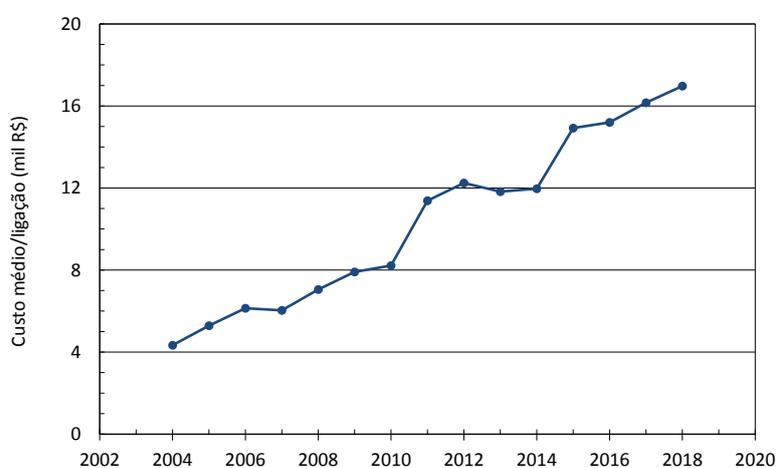


Gráfico 3.6 – Custos médios por ligação convencional na universalização

Fontes: Adaptado de (Vieira, 2011) e (ANEEL, 2013d)

Em maio de 2013, a Eletrobras Amazonas Energia lançou o Edital de Licitação 099/2013 (ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, 2013), com o objetivo de implantar 13.095 ligações e atender parte da meta da concessionária para o Programa Luz para Todos daquele ano. Divididos em dezoito lotes, de acordo com as calhas dos principais rios, a licitação abrange todas as regiões do estado e está resumida na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Custos previstos pela Eletrobras Amazonas Energia para as metas de universalização de 2013

Lote	Domicílios	km Rede	R\$/Lote	R\$/Domicílio	R\$/km Rede
1 - Manaus	814	185,00	7.002.375,30	8.602,43	37.850,68
2 – Bx. Solimões 1	744	169,09	7.205.234,95	9.684,46	42.611,83
3 – Bx. Solimões 2	597	132,67	5.787.424,00	9.694,18	43.622,70
4 – Bx. Solimões 3	1.041	236,59	10.151.902,80	9.752,07	42.909,26
5 – Md. Solimões	615	139,77	6.344.048,83	10.315,53	45.389,20
6 – Md. Solim./Japurá	827	150,36	7.175.174,41	8.676,15	47.719,97
7 – Alto Solimões 1	556	126,36	6.080.608,86	10.936,35	48.121,31
8 – Alto Solimões 2	763	173,41	8.403.460,99	11.013,71	48.460,07
9 – Bx. Amazonas 1	1.030	234,09	9.833.165,96	9.546,76	42.005,92
10 – Bx. Amazonas 2	844	191,82	9.182.501,09	10.879,74	47.870,41
11 – Md. Amazonas 1	759	172,50	7.355.355,60	9.690,85	42.639,74
12 – Md. Amazonas 2	684	155,45	7.332.445,86	10.719,95	47.169,16
13 – Rio Madeira 1	419	209,50	7.694.834,54	18.364,76	36.729,52
14 – Rio Madeira 2	491	257,07	9.082.518,45	18.498,00	35.330,92
15 – Rio Madeira 3	583	333,14	11.275.794,78	19.340,99	33.847,02
16 – Rio Negro	676	169,00	7.099.550,20	10.502,29	42.009,17
17 – Rio Juruá	827	168,78	9.399.273,15	11.365,51	55.689,50
18 – Rio Purus	825	229,17	10.913.015,17	13.227,90	47.619,74
<b>Total</b>	<b>13.095</b>	<b>3.433,77</b>	<b>147.318.684,94</b>		

Fonte: (ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, 2013)

A Figura 3.2 mostra a distribuição geográfica dos custos médios por ligação nos 18 lotes, os quais foram classificados em três níveis de custo: baixo, entre R\$ 8.600 e 10.000 (7 lotes indicados na cor amarela); médio, entre R\$ 10.100 e 13.200 (7 lotes indicados na cor laranja) e alto, entre 13.300 e 19.400 (4 lotes indicados na cor vermelha).

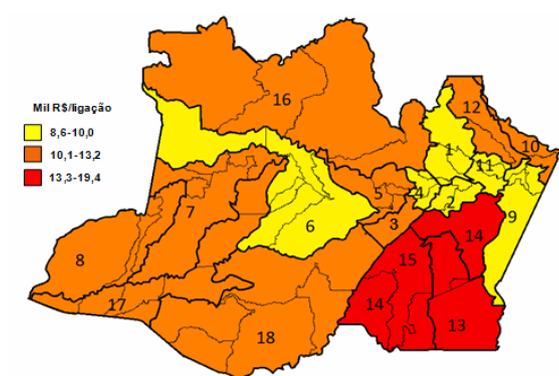


Figura 3.2 – Distribuição geográfica dos lotes da Licitação CC099/2013

Fonte: Adaptado de (ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, 2013)

Os maiores custos estão na região Sudeste do estado, que compreende as calhas dos Rios Madeira e Juruá, atingindo o teto de R\$ 19,3 mil por ligação no município de Manicoré. De cada uma das faixas de custo será selecionado um município, cujos parâmetros ambientais servirão de base para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico no Capítulo 3.6.

### 3.5 Proposta de um modelo de atendimento para domicílios isolados

(DI LASCIO et al, 2009) definem dois modelos de ocupação territorial para a Amazônia. O primeiro deles ocorre junto ao Arco do Desmatamento, nos denominados Projetos de Colonização ou de Assentamento, onde a floresta foi desmatada e a existência de ligações rodoviárias até os centros urbanos mais próximos, facilitam a extensão das linhas de distribuição convencionais. No segundo modelo, formado principalmente por vilarejos distantes ou por moradias isoladas, prevalece a floresta intacta em regiões de chuvas constantes, denominada de Planície Amazônica. As principais características destas regiões estão descritas no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 - Características socioeconômicas das moradias rurais por macrorregião da Amazônia

<b>Características</b>	<b>Arco do Desmatamento</b>	<b>Planície Amazônica</b>
Clima	Períodos de estiagem	Alta pluviosidade
Cobertura vegetal	Muito alterada	Quase toda original
Transporte	Começo de malha rodoviária	Basicamente fluvial
Atividade econômica	Assentamentos agropecuários	Essencialmente extrativista
Economia	Renda mais elevada	Pobreza intensa
Densidade populacional	Maior	Menor
Distribuição populacional	Em ramais rodoviários	Nas margens das vias fluviais
IDH	Maior	Menor
Tipo de atendimento	Redes convencionais	Geração distribuída/Minirredes

Fonte: (DI LASCIO et al, 2009)

Diante deste quadro são destacadas quatro formas diferentes para implantar a eletrificação rural da região visando o atendimento da universalização (ANEEL, 2012c): extensão das redes de distribuição convencional com origem no sistema interligado ou isolado; MIGDI – Microsistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica a

partir de fontes primárias como a solar, hídrica, biomassa e híbridas; e SIGFI – Sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente.

A primeira delas faz parte do atendimento convencional realizado a partir da extensão das linhas de distribuição existentes e que estão interligadas ao SIN. São situações típicas encontradas no Sul e Sudeste da Amazônia, próximas ao Arco do Desmatamento. Esta modalidade de atendimento tem os custos médios mais baixos por ligação, porém apresentam a tendência de aumentarem ao longo do tempo, pelo fato dos novos domicílios a serem atendidos estarem cada vez mais distantes das sedes dos seus municípios. A segunda opção é a realização de ligações de domicílios por intermédio de redes convencionais a partir dos sistemas isolados existentes em municípios ou aglomerados urbanos que não são atendidos pelo Sistema Interligado Nacional. A fonte primária utilizada nestes casos é o óleo diesel e os seus custos são subsidiados pela CCC.

As outras duas modalidades de atendimento sugeridas são empregadas na Planície Amazônica e realizadas de forma distribuída a partir de fontes renováveis de energia. Utilizada em agrupamentos distantes dos centros urbanos, a terceira modalidade de atendimento prevê a adoção da geração distribuída por intermédio de minirredes de baixa tensão, utilizadas em agrupamentos de residências distantes das sedes dos municípios, formados a partir de quatro casas (DI LASCIO et al, 2009) ou com até sete casas (GOUVELLO et al, 1997). A quarta e última modalidade de atendimento é semelhante à terceira, porém adota-se a geração distribuída com sistemas fotovoltaicos para as ligações individuais, sem a formação de uma rede. Esta solução é aplicada a domicílios isolados ou agrupados com até três unidades (DI LASCIO et al, 2009), devido a impossibilidade tecnológica e econômica em atender essa demanda com outras formas de energia.

As opções de atendimento por extensão de redes a partir de sistemas isolados e por geração distribuída se aplicam às comunidades isoladas e distantes do Arco do Desmatamento. A partir da caracterização destas modalidades de atendimento, os autores definiram os quantitativos que caberiam a cada uma delas, com base no Censo 2000 do IBGE, tanto para a Região Amazônica quanto para o estado do Amazonas, cujos valores estão indicados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Definição do número de domicílios por modalidade de atendimento

Tipo de atendimento	Região Amazônica		Amazonas		Localização
	N.º de Domicílios	%	N.º de Domicílios	%	
Sistema interligado	454.855	59,1	-	-	Arco do Desmatamento
Sistema isolado	159.403	20,7	31.601	40	Entorno de 317 aglomerados urbanos
GD-minirredes	106.609	13,9	31.601	40	Isolados e agrupados entre 4 e 20 domicílios
GD-fotovoltaico	48.393	6,3	15.800	20	Isolados ou agrupados com até 3 domicílios
Total	769.860	100	79.002	100	

Fonte: (DI LASCIO et al, 2009)

Foram considerados pelos autores o atendimento dos estados do Maranhão, Mato Grosso, Pará e Tocantins pelo sistema interligado, totalizando 59,1% dos domicílios e o restante, nos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima pelos sistemas isolados. Porém, conforme apresentado no Capítulo 3.1, atualmente os estados do Acre e Rondônia e a Região Metropolitana de Manaus foram conectados ao SIN, respectivamente em 2009 e 2013. Até 2015, estão previstos que os estados do Amapá e Roraima também estejam interligados ao SIN, restando ao Sistema Isolado, majoritariamente o interior do estado do Amazonas, além do interior dos demais estados da região em menor grau. Estas considerações ajudam a explicar os diferentes percentuais de atendimento entre a Região Amazônica e o estado do Amazonas na Tabela 3.6, ocorridas após as interligações de 2009.

### 3.6 Proposta de um sistema fotovoltaico

Para compor o estudo de caso, foi selecionado um município de cada faixa de custo indicado na Figura 3.2 e que tivesse disponível as medições de irradiação solar diária média mensal no plano horizontal (CEPEL, 2013). O objetivo da seleção dos três municípios conforme seus respectivos posicionamentos geográficos é o de identificar os efeitos de possíveis variações nos níveis de irradiação solar no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e compará-los com os custos de extensão das redes. As coordenadas

geográficas e as faixas de custo utilizadas como referência estão indicadas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Municípios selecionados para o estudo de caso

<b>Lote</b>	<b>Município</b>	<b>Faixa de custo por ligação</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>
6	Tefé	Baixo	3°21' S	64°42' O
8	B. Constant	Médio	4°22' S	70,01° O
14	Humaitá	Alto	7°30' S	63,01° O

### 3.6.1 Dimensionamento da carga

Para o dimensionamento das cargas, considerou-se que o fornecimento será realizado por meio de SIGFI30 (ANEEL, 2012c), com o objetivo de disponibilizar energia capaz de atender as necessidades básicas dos domicílios com iluminação, comunicação e refrigeração (MME, 2011). As premissas adotadas para determinar o sistema fotovoltaico a ser proposto neste Trabalho são:

- a. Fornecer energia suficiente para a utilização de 3 lâmpadas LFC, uma TV LCD de 14 polegadas com receptor para antena parabólica, um rádio, um telefone celular ou fixo e um refrigerador com capacidade entre 232 e 236 litros, conforme o tempo de uso diário e as potências indicadas na Tabela 3.8;
- b. Disponibilizar ao menos 1 kWh/dia, ser dotado de sistemas de acumulação com autonomia mínima de dois dias e de condicionamento da energia gerada para corrente alternada senoidal, com os níveis de tensão e frequência dos municípios onde serão instalados para ser enquadrado na classe de atendimento SIGFI30, e dotado de disjuntor termomagnético para atuar nos casos de conexões de cargas não previstas, que poderiam sobrecarregar o sistema fotovoltaico.

Tabela 3.8 – Proposição das cargas e do tempo de utilização para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

Carga	Quantidade	Horas/dia	Potência (W)	
			Unitária	Total
Lâmpada Fluoresc. Compacta	3	3	13	117
TV LCD/Receptor Parabólica	1	3	27	81
Rádio	1	5	5	25
Telefone	1	5	5	25
Geladeira	1	5,2	125	650
Total	7	-	-	898

Para dimensionar o sistema fotovoltaico foi utilizada a metodologia de cálculo proposta em (CEPEL, 2004), que por sua vez tomou como base a metodologia apresentada em (SANDIA, 1995).

Para o dimensionamento dos componentes do sistema fotovoltaico foram consideradas as premissas descritas no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 – Premissas adotadas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

Parâmetro	Premissas adotadas
Consumo das cargas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base diária;</li> </ul>
Corrente e ângulo de inclinação do arranjo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utiliza o conceito das horas de sol pleno baseado em dados médios mensais dos meses mais críticos e considera o ângulo de inclinação compatível com a latitude da região</li> </ul>
Banco de baterias	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Define uma capacidade diária com dois dias de autonomia</li> </ul>
Arranjo fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não utiliza ajuste do ponto de máxima potência (MPPT)</li> <li>• Utiliza um fator para compensar a piora da performance do módulo em função das condições de operação</li> </ul>
Controladores de carga, baterias, inversores e fiação elétrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Considera fatores de rendimento</li> </ul>
Vida útil do painel fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 anos (GALDINO, 2006)</li> </ul>

Com base nas premissas indicadas no Quadro 3.2 pode-se calcular o consumo diário utilizando as Equações (3.1) e (3.2), cujos resultados obtidos estão indicados na Tabela 3.9.

$$C_{Ah} = \sum_1^n \frac{P \cdot h}{\eta \cdot U} \quad (3.1)$$

$$C_{Wh} = U \cdot C_{Ah} \quad (3.2)$$

onde:

$n$  é o número de cargas instaladas, indicadas na Tabela 3.8;

$C_{Ah}$  é a previsão do consumo diário de corrente em (Ah);

$C_{Wh}$  é a previsão diária da demanda de potência em (Wh);

$P$  é a potência considerada para cada carga em (W);

$h$  é o número de horas diárias considerada para utilização de cada carga;

$\eta$  é o rendimento considerado para a conversão para corrente alternada (adotado 0,9)

$U$  é a tensão contínua do sistema em (V).

A partir da utilização das cargas indicada na Tabela 3.8 e aplicando-se as Equações (3.1) e (3.2), obtém-se o perfil de consumo do domicílio indicado na Tabela 3.9 para dimensionar o sistema fotovoltaico, considerando o rendimento da conversão CC/CA igual a 0,9, obtida do catálogo do equipamento e a tensão do sistema fotovoltaico igual a 12 V<sub>cc</sub>.

Tabela 3.9 – Perfil de consumo diário considerando o rendimento da conversão CC/CA para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

Carga	Quantidade	Potência Unitária (W)	Potência Total (W)	Tempo de Utilização (h)	Consumo Diário	
					(Ah)	(Wh)
Lâmpadas	3	13	39	3	10,8	130,0
TV LCD/	1	27	27	3	7,5	90,0
Rádio	1	5	5	5	2,3	27,8
Telefone	1	5	5	5	2,3	27,8
Geladeira	1	125	125	5,2	60,2	722,2
Total	7	-	201	-	83,1	997,8

### 3.6.2 Dimensionamento do banco de baterias

Para o dimensionamento do banco de baterias considera-se o consumo corrigido, que define a energia necessária para alimentar a carga média diária; os rendimentos da fiação e das baterias, as perdas Joule da fiação e a eficiência de acumulação de energia da bateria, dada pela relação entre as capacidades de energia fornecida pela energia absorvida do painel fotovoltaico; a autonomia do sistema, definida pela regulamentação em vigor e a profundidade de descarga admissível, evitando a diminuição da vida útil das baterias. A partir da definição destes parâmetros é possível calcular a capacidade do banco de baterias utilizando as Equações (3.3) e (3.4).

Consumo corrigido:

$$C_{cr} = \frac{C_{Ah}}{\eta_f \cdot \eta_b} \quad (3.3)$$

onde:

$C_{cr}$  é o consumo diário corrigido em (Ah);

$C_{Ah}$  é o consumo diário em (Ah) calculado em (3.1);

$\eta_f$  é o rendimento da fiação (adotado 0,98) (CEPEL, 2004);

$\eta_b$  é o rendimento do banco de baterias (adotado 0,95) (CEPEL, 2004).

Capacidade do banco de baterias:

$$C_{bb} = \frac{C_{cr} \cdot D}{P_d} \quad (3.4)$$

onde:

$C_{bb}$  é a capacidade do banco de baterias em (Ah);

$C_{cr}$  é o consumo diário corrigido em (Ah);

$D$  é a autonomia do sistema em (dias) (ANEEL, 2012c);

$P_d$  é a máxima profundidade de descarga admitida para o banco de baterias (adotada 50%, para evitar descargas profundas)

A capacidade do banco de baterias obtida utilizando as Equações 3.3 a 3.5 está indicada na Tabela 3.10. O valor obtido não é suprido por uma única bateria, sendo necessária a composição de um arranjo com no mínimo duas baterias em paralelo para atingir a capacidade calculada.

Tabela 3.10 – Dimensionamento do banco de baterias

$P_t$ (W)	$U_n$ (Vcc)	$C_{Ah}$ (Ah)	$\eta_f$	$\eta_b$	$C_{cr}$ (Ah)	$D$ (dias)	$P_d$	$C_{bb}$ (Ah)
201	12	83,1	0,98	0,95	89,3	2	50%	357

A função da bateria é suprir a energia das cargas nos períodos de redução da insolação e principalmente no período compreendido entre as 16 horas (situação em que a bateria atingiu a carga máxima ou nominal) até as 6 horas do dia seguinte (situação de carga mínima). A capacidade calculada de 357 Ah pode ser suprida por arranjos compostos por duas ou três baterias conectadas em paralelo, com capacidades de 165, 185 e 240 Ah. Uma breve análise sobre a vida útil dessas baterias, relacionadas à profundidade de descarga causada pelo consumo diário normal (83,1 Ah), com base no ciclo de vida proposto em (JOHNSON CONTROLS, 2013) e nos custos apurados, indicou que o arranjo de 2 baterias de 240 Ah terá um menor desembolso frente aos arranjos similares com duas e três baterias das demais capacidades. Uma síntese da análise das reposições das baterias ao longo da vida útil do painel fotovoltaico está indicada na Tabela 3.11, elaborada considerando as premissas de fornecimento de energia definidas na Tabela 3.9.

Tabela 3.11 – Análise das reposições das baterias ao longo da vida útil proposta para o painel fotovoltaico

Arranjo	Capac. (Ah)	Prof. de Descarga (%)	Vida útil das baterias (Anos)	N.º de reposições	Custo por reposição (R\$)	Custo total (R\$)
2 x 185	370	22,5	3,6	8	1.698	13.584
2 x 240	480	17,3	4,7	6	1.978	11.868
3 x 165	495	16,8	4,8	6	2.277	13.662
3 x 185	555	15,0	5,3	5	2.547	12.735

Fonte: [www.neosolar.com.br](http://www.neosolar.com.br)

Na Tabela 3.12 estão indicadas as principais características da bateria selecionada, obtida da capacidade calculada com a Equação (3.4).

Tabela 3.12 – Principais características da bateria selecionada

Marca/modelo	Heliar Freedom DF 4001	
Tensão nominal	12 V	
Tensão de flutuação a 25 °C	13,2 a 13,8 V	
Tensão de equalização e carga a 25 °C	14,4 a 15,5 V	
Taxas de carga	100 horas (C 100)	240 Ah
	20 horas (C 20)	220 Ah
	10 horas (C 10)	200 Ah
Compensação de temperatura	> 25 °C:	-0,033 V/°C
	< 25 °C:	+0,033 V/°C
Peso	60,3 kg	

Fonte: (JOHNSON CONTROLS, 2013)

É possível notar no Gráfico 3.7, obtido com base no perfil de consumo nas condições propostas na Tabela 3.9, que a demanda permanece praticamente constante durante 21 horas do dia, apresentando as maiores oscilações no período compreendido entre as 18 e 22 horas.

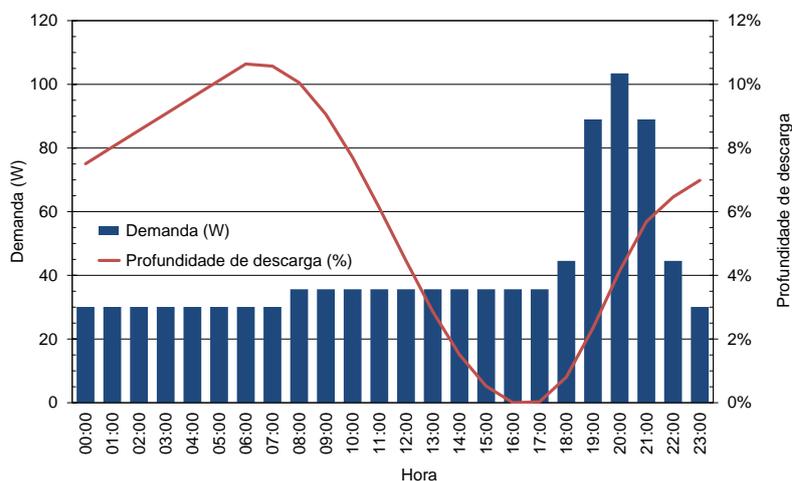


Gráfico 3.7– Perfis da demanda proposta e da profundidade de descarga resultante no banco de baterias

O perfil da profundidade de descarga teórico, obtido a partir do perfil da demanda, considerou a atuação do controlador de carga constante ao longo do dia, de modo que as 16

horas a bateria esteja completamente carregada e as 6 horas do dia seguinte, com seu menor nível de carga, provocado pelo consumo noturno. Os níveis de profundidade de descarga obtidos visam manter a integridade e a vida útil do banco de baterias, evitando um desgaste prematuro desse componente do sistema.

### **3.6.3 Dimensionamento da corrente de projeto, do ângulo de inclinação do arranjo e do número de módulos**

Para determinar o número de módulos do sistema fotovoltaico é necessário determinar a corrente de projeto, definida como a corrente necessária para o arranjo fotovoltaico fornecer energia suficiente para alimentar as cargas do sistema. Outro parâmetro importante a ser determinado são as Horas de Sol Pleno, definidas como sendo o número médio de horas diárias nas quais a irradiância solar é igual a 1 kW/m<sup>2</sup>.

A corrente de projeto é determinada pela Equação (3.5) e os resultados obtidos para os três municípios analisados estão indicados na Tabela 3.13.

$$I_p = \frac{C_{cr}}{HSP} \quad (3.5)$$

onde:

$I_p$  é a corrente de projeto em (A);

$C_{cr}$  é o consumo corrigido em (Ah), definido pela Equação (3.3);

$HSP$  são as horas de sol pleno durante um dia (CEPEL, 2013).

Tabela 3.13 – Determinação da corrente de projeto em função da variável horas de sol pleno para a latitude de 0°

Mês	Benjamim Constant		Humaitá		Tefé	
	HSP	Corrente de Projeto (A)	HSP	Corrente de Projeto (A)	HSP	Corrente de Projeto (A)
Janeiro	4,06	23,98	4,28	22,74	4,42	22,02
Fevereiro	4,22	23,07	4,08	23,86	4,50	21,63
Março	4,47	21,78	4,47	21,78	4,56	21,35
Abril	4,14	23,51	3,97	24,52	4,36	22,33
Mai	4,17	23,34	4,19	23,23	4,11	23,68
Junho	4,11	23,68	4,42	22,02	4,14	23,51
Julho	4,50	21,63	4,97	19,59	4,78	20,36
Agosto	4,81	20,24	5,06	19,24	5,33	18,26
Setembro	4,67	20,84	5,22	18,65	5,06	19,24
Outubro	4,92	19,78	4,97	19,59	5,31	18,33
Novembro	4,72	20,62	4,81	20,24	5,00	19,47
Dezembro	4,22	23,07	4,67	20,84	4,61	21,12

Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2013)

Para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico foram consideradas cargas constantes e sem variações ao longo do ano e desconsideradas as correntes de projeto para o ângulo da latitude somado com os ângulos +15 e -15° (CEPEL, 2004), os quais são utilizados quando há demandas de energia mais elevadas respectivamente no verão e no inverno.

Ainda conforme (CEPEL, 2004), o ângulo de inclinação do arranjo deve preferencialmente ser o ângulo da latitude do local de instalação e não deve ser menor que 10°, de modo a favorecer a autolimpeza dos módulos. Pelo fato do Amazonas estar localizado na linha do Equador e ter latitudes menores que 10°, este será o ângulo adotado nos três casos analisados. Para cada município, será adotada a maior corrente de projeto ao longo do ano.

Para suprir a corrente de projeto calculada é necessário compor um arranjo de módulos fotovoltaicos, considerando a corrente nominal de cada módulo. O número de módulos conectados em paralelo para fornecer a corrente de projeto calculada é obtido pela Equação (3.6), a partir da corrente de projeto especificada, da corrente nominal do módulo

adotado e por um fator de ajuste da corrente fornecida por um módulo de silício cristalino, que considera entre outros fatores, o acúmulo de poeira nos módulos, as perdas entre módulos mal conectados e a degradação dos módulos ao longo do tempo. Os resultados obtidos estão indicados na Tabela 3.14:

$$N_m = \frac{I_p}{I_{mod} \cdot F_a} \quad (3.6)$$

onde:

$N_m$  é o número de módulos conectados em paralelo;

$I_p$  é a corrente de projeto em (A), obtida da Equação (3.6);

$I_{mod}$  é a corrente fornecida pelo módulo em (A);

$F_a$  é o fator de ajuste para a corrente fornecida pelo módulo (adotado 0,9) (CEPEL, 2004).

Tabela 3.14 – Dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos

<b>Município</b>	<b><math>I_p</math> (A)</b>	<b><math>I_{mod}</math> (A)</b>	<b>Fator de ajuste</b>	<b>N.º de módulos</b>
Tefé	23,68			
Benjamin Constant	23,98	7,77 <sup>(1)</sup>	0,9	4 <sup>(2)</sup>
Humaitá	24,52			
Ângulo de inclinação	10°			

<sup>(1)</sup> Corrente nominal do módulo Yingly YL140P-17b; <sup>(2)</sup> Arredondado para cima

Fonte: Yingly Solar

O módulo indicado na Tabela 3.14 foi adotado por apresentar a melhor relação entre custo e benefício (R\$/Wp), frente às demais opções disponíveis no mercado na ocasião em que foi realizada a consulta aos preços. As principais características elétricas do módulo fotovoltaico adotado estão indicadas na Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Principais características do módulo fotovoltaico proposto

Marca/modelo	Yingly YL140P-17b
Máxima potência nas condições padrão de teste (STC)	140 W ± 5%
Tensão de máxima potência	18 V
Corrente de máxima potência	7,77 A
Tensão em circuito aberto	22,5 V
Corrente de curto circuito	8,40 A
Perda máxima de potência em 25 anos	20%
Temperatura nominal de funcionamento da célula	46 °C ± 2
Coefficiente de temperatura na máxima potência	- 0,45 % / °C
Coefficiente de temperatura na tensão de circuito aberto	- 0,37 % / °C
Coefficiente de temperatura na corrente de curto circuito	- 0,45 % / °C
Tipo das células/quantidade/dimensões	Policristalinas / 36 / 156 x 156 mm
Dimensões do módulo	1.470 / 680 / 35 mm
Peso	11,8 kg
Proteção frontal	Vidro temperado de 3,2 mm
Estrutura	Liga de alumínio anodizado

Fonte: Yingly Solar

### 3.6.4 Dimensionamento do controlador de carga e do inversor

Os controladores de carga são utilizados na maioria dos sistemas fotovoltaicos para controlar a transferência de energia do arranjo fotovoltaico para o banco de baterias e deste para as cargas, de modo a protegê-lo contra cargas e descargas excessivas, preservando desta forma vida útil das baterias. A especificação do controlador considera um superdimensionamento de 25% sobre a soma das correntes de curto-circuito dos módulos, de modo que o controlador venha a suportar a produção de corrente nas condições de radiação solar mais elevadas, abaixo portanto das máximas correntes possíveis de ocorrerem. A corrente mínima do controlador de carga é calculada pela Equação (3.7) e está indicada na Tabela 3.16.

$$I_{cl} = F_s \cdot \sum_1^n I_{sc} \quad (3.7)$$

onde:

$I_{cl}$  é a corrente mínima do controlador de carga;

$F_s$  é um fator de segurança utilizado para suportar as condições de radiação solar mais elevadas (adotado 25%);

$I_{sc}$  é a corrente de curto-circuito de cada módulo conectado em paralelo.

Tabela 3.16 – Dimensionamento da corrente do controlador de carga

N.º de módulos	Corrente de curto-circuito por módulo (A)	Fator de segurança	Corrente do controlador (A)
4	8,4	1,25	42,0

A Tabela 3.17 mostra as principais características do controlador selecionado, a partir da corrente mínima obtida da Equação (3.7).

Tabela 3.17 – Principais características do controlador de carga selecionado

Marca/modelo	Morning Star/TriStar 45	
Corrente nominal	45 A	
Tensão nominal	12 a 48 V $\leq$ 0,1%	
Tensão solar máxima (Voc)	125 V	
Tensão mínima de operação	9 V	
Consumo próprio	Controlador	< 20 mA
	Medidor	7,5 mA
Temperatura de operação	Controlador	-40 a +45 °C
	Medidor	-40 a +60 °C
Temperatura de armazenamento	-55 a +85 °C	
Umidade relativa não condensante	100%	
Bitola máxima da fiação	35 mm <sup>2</sup>	

Fonte: Morningsar Co.

O inversor é o componente responsável pela conversão da corrente contínua em corrente alternada, devendo produzir uma tensão com baixa distorção harmônica e dissipar o mínimo de potência durante essa conversão ou quando está no modo *stand-by*, de modo a inserir baixos níveis de perdas nos sistemas fotovoltaicos.

O principal parâmetro para dimensionar o inversor é sua potência nominal, determinada pelo somatório das potências das cargas a serem alimentadas. Cuidados adicionais devem ser tomados com relação ao fator de potência, de modo a manter a potência ativa sem ultrapassar a máxima potência aparente do equipamento, considerando

a temperatura ambiente, que limita a capacidade do equipamento em fornecer a potência nominal em temperaturas elevadas. Estes parâmetros, em conjunto com a forma de onda na saída e a capacidade de surto, determinam a qualidade desse equipamento.

Para a especificação do inversor deve-se considerar a potência de surto do sistema, característica típica de cargas que possuem motores elétricos, com a soma das demais cargas alimentadas pelo sistema fotovoltaico. Os motores de indução podem apresentar durante a partida, valores de 3 a 6 vezes superiores a corrente necessária para operação contínua (CEPEL, 2004).

A potência de surto foi calculada pela Equação (3.8) com base na relação entre as correntes de partida e nominal da geladeira ser igual a seis (CEPEL, 2004), acrescida pela soma das demais cargas alimentadas pelo sistema. A potência nominal do inversor foi calculada pela Equação (3.9), como sendo a metade da potência de surto, considerando também o rendimento do inversor. Os resultados obtidos estão indicados na Tabela 3.18.

$$P_s = \frac{6 \cdot P_{ref} + \sum P_{dc}}{\eta_{inv}} \quad (3.8)$$

$$P_{inv} = \frac{P_s}{2} \quad (3.9)$$

onde:

$P_s$  é a potência de surto do sistema em (W);

$P_{ref}$  é a potência nominal do refrigerador em (W) indicada na Tabela 3.9;

$P_{dc}$  é a potência individual das demais cargas em (W) indicadas na Tabela 3.9;

$P_{inv}$  é a potência nominal do inversor em (W);

$\eta_{inv}$  é o rendimento do inversor declarado pelo fabricante (0,9).

Tabela 3.18 – Parâmetros utilizados para o dimensionamento do inversor

Potência do refrigerador (W)	Potências das demais cargas (W)	Rendimento do inversor ( $\eta_{inv}$ )	Potência de surto (W)	Potência calculada (W)
125	76	0,9	918	459

A Tabela 3.19 mostra as principais características do inversor selecionado obtidas das especificações do fabricante do equipamento, com base nos resultados obtidos pelas Equações (3.8) e (3.9), a partir das potências indicadas na Tabela 3.18.

Tabela 3.19 – Principais características do inversor selecionado

<b>Marca/modelo</b>	<b>Xantrex Prowatt SW 600</b>
Potência máxima CA	600 W
Capacidade de surto	1.200W
Tensão nominal	12 Vcc
Frequência de saída	$60 \pm 0,05$ Hz
Limites da tensão de entrada	10,5 a 15,5 Vcc
Limites da tensão de saída	104 a 127 Vca
Forma da onda de saída	Senoidal pura
Rendimento	90%
Consumo próprio	< 0,6 A
Limites de temperatura	0 a +40 °C

Fonte: Xantrex Technology Inc.

### **3.7 Custos do sistema fotovoltaico e da energia gerada**

A partir dos modelos dos equipamentos especificados no Capítulo 3.6, pode-se determinar o custo do sistema proposto, obtido a partir de uma pesquisa realizada em lojas virtuais da internet em 19/1/2014, conforme indicado na Tabela 3.20.

Tabela 3.20 – Custo do sistema fotovoltaico proposto

Equipamento	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total (R\$)
Painel fotovoltaico 140 Wp	4	599,00	2.396,00
Controlador de carga 45 A	1	1.199,00	1.199,00
Inversor 600 W	1	1.590,00	1.590,00
Bateria 240 Ah	2	989,00	1.978,00
Suporte para 4 placas	1	1.799,00	1.799,00
Kit de instalação <sup>(1)</sup> + acessórios dos painéis FV + proteção em alvenaria	1	2.159,86	2.159,86
Montagem (20% dos custos com materiais)	1	2.224,37	2.224,37
Total			13.346,23
Custo do Wp instalado			23,83

<sup>(1)</sup> (MME, 2011)

Fonte: [www.neosolar.com.br](http://www.neosolar.com.br)

Para calcular o custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico proposto é necessário identificar os custos de aquisição, de implantação e das reposições dos equipamentos instalados, os custos operacionais e de manutenção, e da energia que será gerada ao longo da vida útil do painel fotovoltaico, para a qual utiliza-se as horas de sol pleno de cada município analisado. O custo da energia gerada ao longo da vida útil do painel fotovoltaico é determinado pelas Equações (3.10) e (3.11) (CABELLO et al, 2013).

$$C_{eg} = \frac{\sum_{n=1}^{30} \left[ (CE_n + OM_n) \cdot (1+i)^{n-1} \right]}{\sum_{n=1}^{30} \left[ (Eg_n) \cdot (1+i)^{n-1} \right]} \quad (3.10)$$

$$E_g = P_i \cdot HSP \cdot 365 \quad (3.11)$$

onde:

$C_{eg}$  é o custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico proposto;

$CE_n$  são os custos de implantação do sistema fotovoltaico proposto, incluindo as reposições dos equipamentos que atingem o final da vida útil;

$OM_n$  são os custos anuais com a operação e a manutenção do sistema fotovoltaico proposto;

$Eg_n$  é a energia gerada anualmente ao longo da vida útil do painel fotovoltaico;

$i$  é a taxa de desconto utilizada;

$n$  representa cada ano de operação do sistema, dos 30 anos previstos para a vida útil dos painéis fotovoltaicos.

$P_i$  é a potência instalada do painel fotovoltaico;

$HSP$  são as horas de sol pleno de cada município analisado;

Na Tabela 3.21 estão indicados os valores considerados para o cálculo do custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico proposto, contendo os custos com implantação, reposição dos equipamentos e de O&M ao longo da vida útil do painel fotovoltaico. O custo de O&M indicado considera o valor da manutenção para os sistemas fotovoltaicos isolados de R\$ 1.271,34 proposto em (DI LASCIO et al, 2009), atualizado monetariamente com base na inflação do período 2009-2014 (BCB, 2014). Este custo foi proposto para domicílios isolados, dispersos e de difícil acesso, considerando o planejamento da universalização da Regional do Juruá-AM, que indicou a necessidade de ocorrer ao menos uma visita mensal para manter os requisitos mínimos da antiga Resolução ANEEL 83/2004.

Tabela 3.21 – Custos de implantação, reposição e de O&M ao longo da vida útil do painel fotovoltaico

Descrição	Valor	Ano
Implantação	R\$ 13.346,23	1
Controlador de carga 45 A	R\$ 1.199,00	10 e 20
Inversor 600 W	R\$ 1.590,00	
Banco de baterias	R\$ 1.978,00	4,5 – 9 - 13,5 – 18 - 22,5 - 27
O&M	1.652,74 a.a.	
Vida útil do painel fotovoltaico	30 anos	
Taxa de desconto	6,5% a.a.	

O fator de capacidade permite avaliar, em valores percentuais, a máxima energia fotovoltaica que pode ser transformada em energia elétrica em um sistema fotovoltaico e pode ser obtido pela Equação (3.12), a partir do índice de irradiação solar do local onde o sistema fotovoltaico é instalado, considerando o pleno funcionamento diário durante os 365 dias do ano, em relação as 8.760 horas totais anuais.

$$F_{cap} = \frac{HSP \cdot 365}{8760} \quad (3.12)$$

onde:

$F_{cap}$  é o fator de capacidade do sistema fotovoltaico;

$HSP$  são as horas de sol pleno do local da instalação.

Aplicando-se os custos de implantação e de reposição dos equipamentos que atingem o final da vida útil indicados na Tabela 3.21 às Equações (3.10) e (3.11), obtém-se os custos da energia elétrica gerada nos três locais propostos, conforme indicado na Tabela 3.22.

Tabela 3.22 – Custo da energia gerada para cada sistema proposto

<b>Município</b>	<b><math>P_i</math> (W)</b>	<b>HSP</b>	<b><math>E_g</math> (MWh)</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>Fator de capacidade (%)</b>
Humaitá		3,97	0,81	3.330	16,5
B. Constant	560	4,06	0,83	3.256	16,9
Tefé		4,11	0,84	3.213	17,1
Média		4,05	0,83	3.266	16,8

Os custos da energia e os fatores de capacidade apresentados na Tabela 3.22 consideram os painéis operando na totalidade das horas de sol pleno diárias ao longo do ano, e equivalem às capacidades máximas de produção de energia determinadas pelas especificações técnicas do fabricante dos painéis fotovoltaicos.

## 4 RESULTADOS

Este Capítulo apresenta a aplicação do sistema fotovoltaico proposto com base no modelo de atendimento de domicílios isolados indicado no Capítulo 3.5 e na especificação técnica proposta no Capítulo 3.6. É possível determinar o quantitativo de domicílios passíveis de serem atendidos com a energia fotovoltaica no universo analisado, além de estabelecer uma comparação dos custos do atendimento de forma convencional com a energia fotovoltaica. Foram determinadas as distâncias mínimas entre os domicílios e as redes de distribuição existentes, onde os custos do sistema fotovoltaico se equiparam aos custos da extensão das redes de distribuição, utilizando como base dois modelos matemáticos obtidos de projetos de eletrificação rural de estados das regiões Nordeste e Sudeste do país.

### 4.1 Aplicação do modelo de atendimento, custos envolvidos e redução no consumo de óleo diesel

A Eletrobras Amazonas Energia tem como meta atender a 100.499 consumidores, sendo 41.409 com ligações convencionais a partir da extensão das redes de distribuição e 59.090 dos domicílios com sistemas de geração (ANEEL, 2012a). Para identificar o quantitativo de sistemas individuais a serem aplicados às metas da distribuidora, é proposto adotar os percentuais de atendimento indicados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Proposta para o atendimento dos domicílios rurais do estado do Amazonas

Tipo de atendimento	Número de domicílios			Aplicação <sup>(1)</sup>
	Referência <sup>(1)</sup>	IBGE <sup>(2)</sup>	Proposta do Trabalho	
Extensão de redes	31.601	37.337	41.409	Municípios conectados ao SIN ou aglomerados urbanos com cobertura da CCC
	40%	40%	41,2%	
MIGDI	31.601	37.337	39.393	Agrupamento de 4 a 20 domicílios
	40%	40%	39,2%	
SIGFI-FV	15.800	18.669	19.697	Até 3 domicílios, com sistemas individuais
	20%	20%	19,6%	
<b>Total</b>	<b>79.002</b>	<b>93.343</b>	<b>100.499</b>	

<sup>(1)</sup> (DI LASCIO et al, 2009), <sup>(2)</sup> (IBGE, 2010a)

Utilizando a metodologia proposta, cerca de 20% dos domicílios rurais amazonenses se enquadram no perfil de atendimento por sistemas fotovoltaicos individuais. Para a aplicação do tipo de atendimento às metas da Eletrobras Amazonas Energia, foram mantidos os 41.409 domicílios a serem atendidos por ligações convencionais, conforme (ANEEL 2012a), considerando que das ligações restantes (59.090), 66,7% venham a ser atendidas por MIGFIs e 33,3% por SIGFI, o que resulta em uma diferença menor que 2% frente ao modelo proposto em (DI LASCIO et al, 2009). Os números do IBGE não refletem o crescimento vegetativo ocorrido entre as publicações da referência e (ANEEL, 2012b) e foram citados apenas para efeito de comparação.

A Tabela 4.2 apresenta os custos para o atendimento das 19.697 ligações, conforme proposto em (ANEEL, 2012a) e compara o atendimento por ligação convencional, utilizando os custos médios dessa modalidade para o período 2014-2018, obtidos entre as 18 concessionárias listadas em (ANEEL, 2013d) com o sistema fotovoltaico proposto, no qual é aplicado uma atualização monetária de 6,5% ao ano, baseada no limite superior da meta da inflação brasileira (BCB, 2014).

Tabela 4.2 – Comparativo dos custos para atender os domicílios isolados

Ano	N.º de ligações	Custo médio (R\$)		Custo total (R\$)	
		Extensão das redes	Sistema FV	Extensão das redes	Sistema FV
2014	3.940	11.967,75	13.346,90	47.152.935,00	52.586.786,00
2015	3.940	14.920,41	14.214,45	58.786.415,40	56.004.927,09
2016	3.939	15.199,78	15.138,39	59.871.933,42	59.630.108,96
2017	3.939	16.162,45	16.122,38	63.663.890,55	63.506.066,05
2018	3.939	16.971,88	17.170,34	66.852.235,32	67.633.960,34
Total	19.697			296.327.409,69	299.361.848,44

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2012a) e (ANEEL, 2013d)

Embora o custo médio não reflita a realidade encontrada na prática, pois os custos para as ligações dos domicílios isolados atendidos por extensão das redes nas condições propostas seriam muito maiores que os utilizados na comparação, nota-se que, na possibilidade de atendimento destas ligações pelo método convencional, eles já seriam da

mesma ordem do sistema fotovoltaico, com uma ligeira vantagem para o sistema convencional.

Com relação ao consumo de combustível, foi previsto para a Eletrobras Amazonas Energia no ano de 2014, a geração de 1.365.903 MWh utilizando 358.555 m<sup>3</sup> de óleo diesel, com um custo de R\$ 887.101.719,00 (ELETROBRAS, 2014b). Estes valores possibilitam obter a previsão dos gastos com óleo diesel, o custo da energia gerada e o consumo específico do óleo diesel, conforme indicado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Parâmetros de geração dos sistemas isolados da Eletrobras Amazonas Energia em 2014

<b>Geração (MWh)</b>	<b>Consumo de óleo diesel (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Custo total (R\$)</b>	<b>Custo do óleo diesel (R\$/litro)</b>	<b>Custo da energia gerada (R\$/MWh)</b>	<b>Cons. especific. do óleo diesel (m<sup>3</sup>/MWh)</b>
1.365.903	358.555	887.101.719	2,47	649,46	0,263

Fonte: (ELETROBRAS, 2014b)

A Tabela 4.4 sintetiza os resultados obtidos com a simulação, caso o fornecimento da energia necessária para atender anualmente a cada uma das 19.697 ligações fossem realizados pela extensão das redes convencionais do Sistema Isolado.

Tabela 4.4 – Energia gerada e consumo evitado de óleo diesel para atender 19.697 domicílios

<b>Ligações</b>	<b>Consumo individual (kWh/mês)</b>	<b>Energia necessária (MWh/ano)</b>	<b>Consumo evitado de óleo diesel (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Custo evitado de óleo diesel (R\$)</b>
19.697	30	7.091	1.865	4.606.550

Fonte: (ELETROBRAS, 2014b)

## **4.2 Comparação do atendimento por extensão de rede com o sistema fotovoltaico proposto**

Estudos analisados neste Trabalho, relativos aos custos da eletrificação rural convencional apontam como principais variáveis de análise o número de domicílios a serem atendidos e a distância entre os domicílios e as redes de distribuição existentes.

Como uma primeira abordagem da questão da dispersão dos domicílios, de fundamental importância para definir o tipo de atendimento a ser empregado, (GOUVELLO et al, 2003) destacam que a relação de postes por consumidor é um forte indicativo dessa dispersão, e quanto maior ela for, deve-se estudar outras alternativas para o atendimento além da extensão das redes.

Aplicando-se essa relação aos lotes contidos em (ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, 2013) a análise dos custos envolvidos torna-se mais simples. O Gráfico 4.1 mostra os custos médios por domicílio nos 18 lotes daquele processo licitatório, destacando-se que os três maiores custos estão associados aos lotes 13, 14 e 15, justamente os que apresentam as maiores relações de postes por domicílio, calculadas entre 4,5 e 6, enquanto os demais apresentam relações iguais ou menores que 3. Ainda segundo o autor, caberia para esses três casos um estudo com maior profundidade, de modo a buscar alternativas ao atendimento convencional.

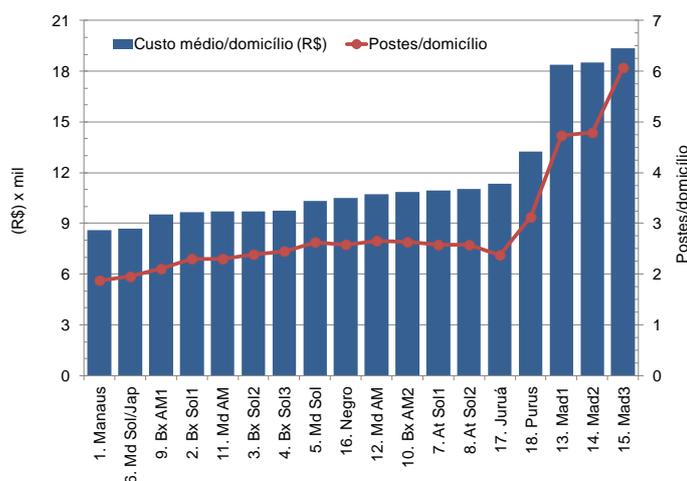


Gráfico 4.1 – Comparativo entre o custo médio e o número de postes por domicílio

Fontes: Adaptado de (GOUVELLO et al, 2003) e (ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, 2013)

Serão utilizados dois modelos matemáticos a partir de estudos realizados em campo nos estados do Nordeste e Sudeste do país, que abordam os custos de extensão das redes convencionais em função das distâncias e do número de domicílios atendidos, com o objetivo de comparar os custos entre o atendimento por extensão das redes e o sistema fotovoltaico proposto.

O primeiro deles denominado de Modelo 1, classifica o número de domicílios a serem conectados de “classes de dispersão” (GOUVELLO et al, 1997) e permite, com uma cuidadosa delimitação dessas classes, segundo o autor, estabelecer excelentes correlações entre o custo médio por domicílio e a distância até a rede existente.

O custo da ligação por domicílio é obtido em função da distância em que o agrupamento está localizado em relação à rede de distribuição existente e apresenta correlação entre o custo médio do investimento por domicílio conectado e a distância que separa a comunidade de uma rede de média tensão, permitindo comparar duas soluções tecnológicas diferentes, exemplos de conexão à rede ou geração distribuída, utilizando os custos de investimento de um projeto e a dispersão dos domicílios.

A Tabela 4.5 apresenta um estudo do autor elaborado com base em 94 projetos de eletrificação rural nos estados da Bahia, Ceará e Minas Gerais, onde estão identificados os custos por domicílio relacionados à distância em quilômetros das redes mais próximas e às classes de dispersão.

Tabela 4.5 – Modelo 1: funções que relacionam os custos da eletrificação rural às classes de dispersão e às distâncias de atendimento

<b>Custo/domicílio (US\$)</b>	<b>Classe de dispersão</b>	<b>Equação da Regressão</b>
$C_1$	Até 6 domicílios	$994d + 662$
$C_2$	7 – 13 domicílios	$529d + 482$
$C_3$	14 – 34 domicílios	$188d + 943$
$C_4$	35 – 60 domicílios	$84d + 325$

Fonte: (GOUVELLO et al, 1997)

O Gráfico 4.2 apresenta as quatro funções indicadas na Tabela 4.5, obtidas a partir das regressões dos dados, que relacionam os custos de extensão das redes até os domicílios com as classes de dispersão propostas.

Considerando que o modelo determina o custo de uma ligação convencional relacionando a distância entre o domicílio e a rede existente, conforme a classe de dispersão proposta, pode-se utilizar este custo para estabelecer uma comparação com o sistema fotovoltaico proposto.

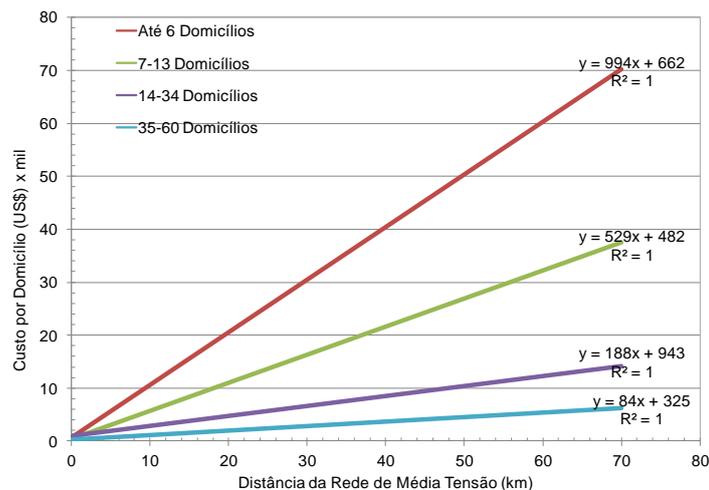


Gráfico 4.2 – Modelo 1: custos da extensão da rede em função da distância e do n.º de domicílios

Fonte: (GOUVELLO et al, 1997)

Aplicando-se ao modelo uma taxa de cambio no valor de R\$ 2,35/US\$ 1.00 (BCB, 2014a) e a atualização monetária do dólar em 45% referente ao período de 1997 a 2013 (DoL, 2014), obtém-se os perfis indicados no Gráfico 4.3.

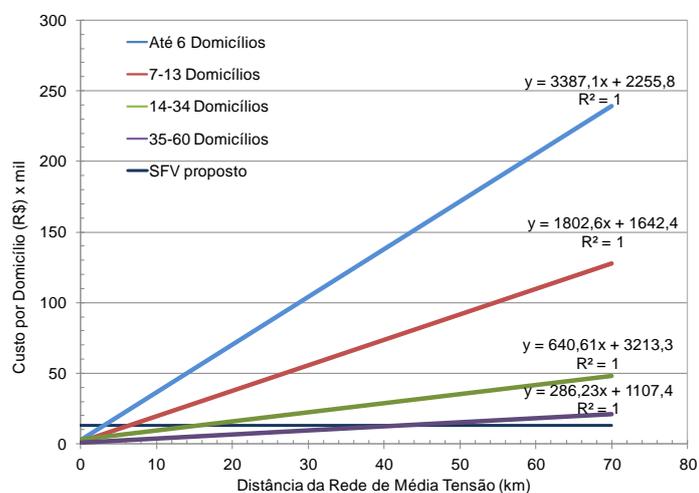


Gráfico 4.3 – Modelo 1: comparação entre os custos de extensão da rede com o sistema fotovoltaico proposto

Fonte: Adaptado de (GOUVELLO et al, 1997)

A partir das equações de regressão obtidas do Gráfico 4.3, observa-se que quanto menor for a classe de dispersão, ou seja menos domicílios agrupados, menor será a

distância que viabiliza a utilização da energia fotovoltaica. A Tabela 4.6 apresenta as distâncias mínimas das redes de média tensão que viabilizariam a aplicação do sistema fotovoltaico proposto, conforme as classes de dispersão analisadas.

Tabela 4.6 – Modelo 1: distâncias mínimas por classe de dispersão que viabilizam o sistema fotovoltaico proposto

<b>Classe de dispersão</b>	<b>Distância mínima da rede (km)</b>
Até 6 domicílios	3,3
7 – 13 domicílios	6,5
14 – 34 domicílios	15,8
35 – 60 domicílios	42,8

Fonte: Adaptado de (GOUVELLO et al, 1997)

De maneira análoga ao modelo anterior, o segundo modelo utilizado para determinar os custos de extensão das redes convencionais, aqui denominado de “Modelo 2”, foi proposto por (COSTA et al, 2000), a partir da aplicação de critérios técnicos da CELPE para a eletrificação rural e dos custos obtidos com as cooperativas de eletrificação rural do estado de Pernambuco, conforme indicado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Modelo 2: critérios técnico-econômicos utilizados para determinação dos custos de extensão das redes

<b>Crítérios técnicos</b>	
Propriedades por km	8
kVA por domicílio	0,5
Consumidores por transformador	5
Postes por km/BT	20
<b>Crítérios econômicos</b>	<b>Custo (US\$)</b>
Linha de Distribuição MRT-Alumínio (km)	3,326.71
BT/km, monofásica	5,255.37
BT monofásica: 1 vão + 1 poste	274.54
Subestação + trafo de 5 kVA (monofásico)	1,043.41

Fonte: (COSTA et al, 2000)

O custo domiciliar foi definido em função da distância da rede de distribuição mais próxima e do número de domicílios a serem atendidos e está apresentado no Gráfico

4.4. O modelo não considera os custos de reposição dos equipamentos, de operação e manutenção.

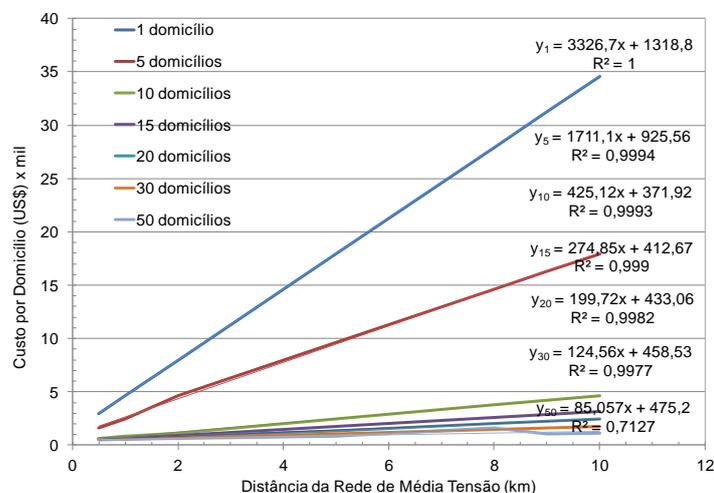


Gráfico 4.4 – Modelo 2: custos da extensão da rede em função da distância e do n.º de domicílios

Fonte: (COSTA et al, 2000)

Para comparar o Modelo 2 com o sistema fotovoltaico proposto, foi aplicado uma taxa de câmbio no valor de R\$ 2,35/US\$ 1.00 (BCB, 2014a) e uma atualização monetária do dólar em 43% referente ao período de 1998 a 2013 (DoL, 2014), obtendo-se os perfis indicados no Gráfico 4.5.

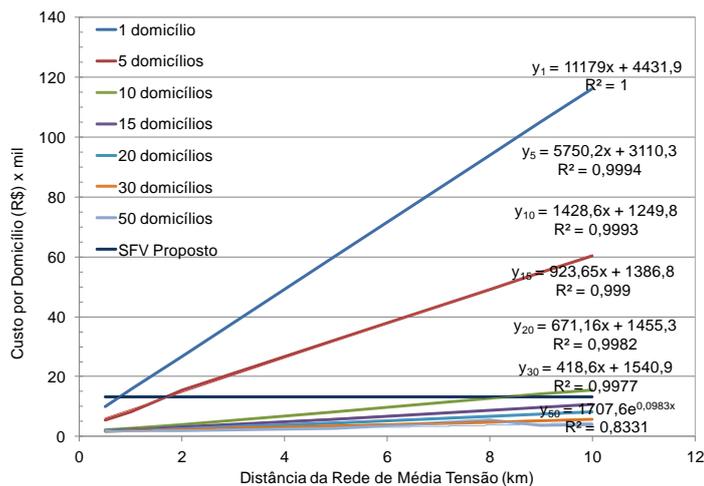


Gráfico 4.5 – Modelo 2: comparação entre os custos de extensão da rede com o sistema fotovoltaico proposto

Fonte: (COSTA et al, 2000)

De maneira análoga ao modelo analisado em (GOUVELLO et al, 1997), é possível utilizar as equações de inclinação das retas obtidas a partir da atualização dos seus valores para o ano de 2014. Em (COSTA et al, 2000) estão apresentadas sete classes de dispersão, que variam entre 1 e 50 domicílios, e semelhante a (GOUVELLO et al, 1997), definem que a seleção entre as duas opções de atendimento dependerá, além dos critérios técnicos a serem adotados, de fatores como a distância da extensão das linhas de distribuição e do número de domicílios a serem atendidos. Desta forma, também é observado que quanto menor for o número de domicílios agrupados, menor será a distância que viabiliza a utilização da energia fotovoltaica. A Tabela 4.8 apresenta as funções utilizadas para calcular as distâncias mínimas para as classes de dispersão propostas que viabilizam a aplicação do sistema fotovoltaico proposto e os resultados obtidos. Foi desconsiderada a sétima classe de dispersão (50 domicílios) devido a equação de regressão obtida não convergir com os demais resultados.

Tabela 4.8 – Modelo 2: funções que relacionam os custos da eletrificação rural às classes de dispersão e às distâncias de atendimento

<b>Custo/domicílio (R\$)</b>	<b>Classe de dispersão</b>	<b>Equação da Regressão</b>	<b>Comprimento mínimo de rede (km)</b>
C <sub>1</sub>	1 domicílio	11.179d + 4.431,9	0,8
C <sub>2</sub>	5 domicílios	5.750,2d + 3.110,3	1,8
C <sub>3</sub>	10 domicílios	1.428,6d + 1.249,8	8,5
C <sub>4</sub>	15 domicílios	923,65d + 1.386,8	12,9
C <sub>5</sub>	20 domicílios	671,16d + 1.455,3	17,7
C <sub>6</sub>	30 domicílios	418,6d + 1.540,9	28,2

Fonte: (COSTA et al, 2000)

Com resultados análogos ao Modelo 1, no Modelo 2 proposto observa-se que quanto menor for o número de domicílios agrupados, menor será a distância que viabiliza a utilização da energia fotovoltaica.

Os comparativos apresentados nos dois modelos analisados são apenas indicativos da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico proposto frente a hipótese de se atender a essas demandas com ligações convencionais, conforme propõem (GOUVELLO et al, 1997) e (COSTA et al, 2000). Porém, a localização de domicílios agrupados próximos às

linhas de distribuição sem atendimento é uma situação que tende a se tornar atípica e ocorrer com menor frequência, pois em tese, todos os consumidores próximos às redes de distribuição já foram ou estão em vias de serem atendidos pelos programas de universalização. Estabelecendo uma comparação entre o Método 2 e a referência utilizada (DI LASCIO et al, 2009), os domicílios individuais e os agrupamentos com até 5 domicílios possuem viabilidade de atendimento por sistemas fotovoltaicos a partir de 0,8 e 1,8 km respectivamente, situação semelhante ao atendimento agrupamentos com até 3 domicílios propostos em (DI LASCIO et al, 2009).

## **5 ANÁLISES**

Este Capítulo apresenta as análises elaboradas a partir dos custos apresentados pelas distribuidoras para concluírem a universalização e os compara com os custos apresentados desde a implantação do Programa Luz para Todos. Estão analisados também os impactos causados no DIC pelas interrupções no fornecimento de energia e apresentados os impactos dos custos de manutenção no custo final da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, estabelecendo-se uma comparação dos custos da energia gerada por empreendimentos semelhantes ao proposto neste Trabalho.

### **5.1 Metas e Custos da Universalização do País e do Amazonas**

Estabelecendo um comparativo entre as concessionárias que não encerraram seus respectivos processos de universalização, a Eletrobras Amazonas Energia, a Celpa e a Coelba concentram cerca de 58% das metas da universalização e 76% dos custos previstos (ANEEL 2013e). Destas concessionárias, somente a Coelba não prevê a utilização de sistemas de geração para o atendimento das suas metas. Em contrapartida, a Eletrobras Amazonas Energia, embora tenha as menores metas a cumprir dentre as três concessionárias citadas, é a que possui os maiores custos de atendimento, devido a 60% desses atendimentos terem a previsão de serem realizados por sistemas de geração. O Gráfico 5.1 e o Gráfico 5.2 mostram respectivamente o número de domicílios sem atendimento e as relações entre as ligações convencionais e os sistemas de geração, a partir das metas de atendimento previstas, além dos custos necessários para implantá-los até o ano limite de 2018 (ANEEL, 2013f).

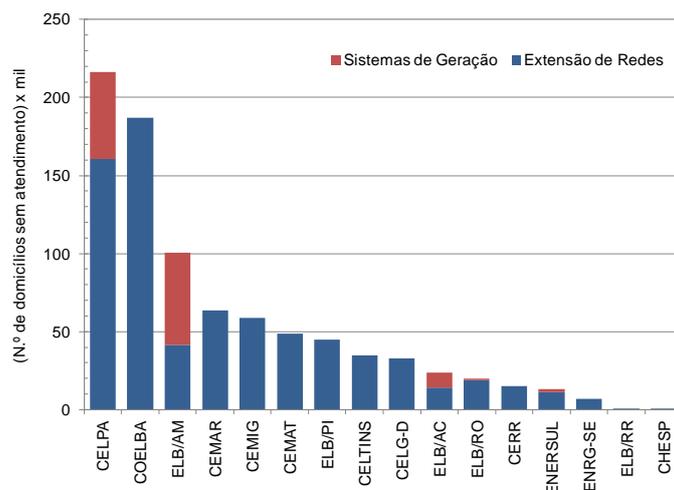


Gráfico 5.1 – Brasil: domicílios rurais sem energia elétrica por concessionária em 2012

Fonte: (ANEEL, 2013d)

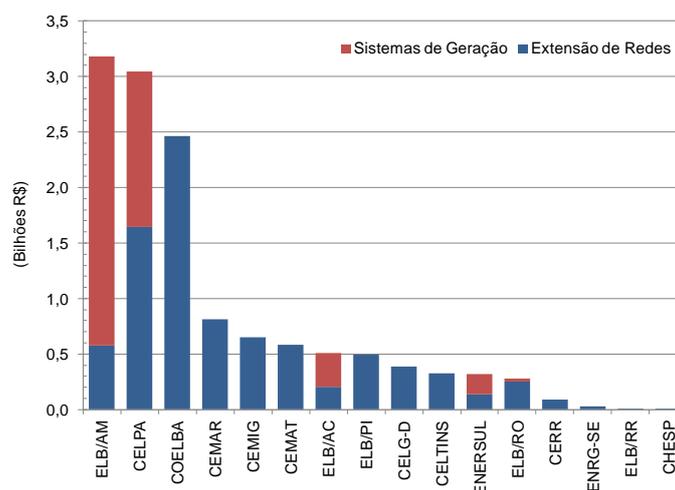


Gráfico 5.2 – Custos por concessionária para universalizar 866 mil domicílios rurais até 2018

Fonte: (ANEEL, 2013d)

Os custos previstos no estudo para atender às metas da Eletrobras Amazonas Energia são da mesma ordem dos relacionados à Celpa, embora esta última tenha uma previsão de atendimentos duas vezes maior que a primeira, devido a Eletrobras Amazonas Energia necessitar atender cerca de 60% de sua meta com geração distribuída. A Tabela 5.1 apresenta uma comparação das metas e dos custos totais da universalização para o país e o estado do Amazonas (ANEEL, 2013d) e os resultados do Programa Luz para Todos ao longo da sua existência (TCU, 2014).

Tabela 5.1 – Comparativo dos resultados do Programa Luz para Todos com as metas consolidadas pela ANEEL

	Tipo de atendimento			Custos (R\$)		
	Extensão de redes	Sist. de geração	Total	Extensão de redes	Sistemas de geração	Total
Brasil	738.911	126.782	865.693	8.672.152.542	4.513.800.810	13.185.953.352
	85,4%	14,6%	100%	65,8%	34,2%	100%
AM	41.409	59.090	100.499	576.854.700	2.599.960.000	3.176.814.700
	5,6%	46,6%	11,6%	4,4%	19,7%	24,1%
LpT		3.398.563				14.404.559.031

Adaptado de (ANEEL, 2013d) e (TCU, 2014)

As metas relativas ao estado do Amazonas referentes às concessionárias não universalizadas são de 5,6% e 46,6%, com atendimento por extensão das redes e por sistemas de geração respectivamente, que equivalem somadas a 11,6% de todos os atendimentos previstos (ANEEL, 2013d). Com relação aos custos, os 11,6% do estado equivalem a cerca de 20% dos custos totais da universalização, sendo o maior montante das concessionárias indicadas no Gráfico 5.2.

No caso da continuidade do programa de universalização nas condições descritas no Capítulo 3.4, seus custos previstos (R\$ 13,2 bilhões) seriam semelhantes ao que foi gasto no Programa Luz para Todos durante os onze anos de sua existência (R\$ 14,4 bilhões), indicado na Tabela 5.1, certamente um imenso desafio a ser superado, devido aos elevados custos a serem utilizados em um curto espaço de tempo, além das dificuldades de ordem técnica e logística a serem suplantadas.

## 5.2 Indicadores da Qualidade dos Serviços

Para avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica foi estabelecida a aplicação do índice DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (ANEEL, 2012c), no qual são totalizados os intervalos de tempo das interrupções maiores que 3 minutos em cada unidade consumidora onde ocorreu a descontinuidade da distribuição da energia elétrica (ANEEL, 2014).

Para exemplificar um problema que pode se tornar recorrente com a adoção de SIGFIs, no Quadro 5.1 estão listados três tipos de ocorrências com os respectivos períodos de duração ocorridos em 7 dos 19 sistemas fotovoltaicos de 200 Wp cada, classificados como SIGFI13, no projeto “Sistemas Voltaicos Domiciliares”, em São Francisco do Aiucá – AM (DI LASCIO et al, 2009), no período de agosto de 2005 a agosto de 2006.

Quadro 5.1 - Ocorrências registradas nos SFDs instalados em S. Francisco do Aiucá/AM

<b>Quantidade</b>	<b>Tipo, equipamento</b>	<b>Motivo</b>	<b>DIC Anual (h)</b>
5	Falta de energia	Baixa radiação solar	120
1	Disjuntor diferencial atuado	Causa não identificada	120
1	Quadro elétrico	Conexão defeituosa	168

Fonte: (DI LASCIO et al, 2009)

As ocorrências apresentadas no Quadro 5.1, são consideradas de menor complexidade técnica e poderiam ser parcialmente minimizadas caso houvesse um treinamento básico dos usuários para a compreensão do funcionamento do SFD e para os problemas de simples resolução que esses sistemas podem apresentar, os quais os próprios usuários poderiam saná-las evitando que os sistemas ficassem inoperantes nos períodos indicados.

O Gráfico 5.3 mostra os indicadores DIC não urbanos mensais e anuais da Eletrobras Amazonas Energia, referentes aos municípios analisados, apurados das regionais do Alto Solimões (Benjamim Constant), Purus e Madeira (Humaitá) e Médio Solimões e Juruá (Tefé) (ANEEL, 2014), refletindo a qualidade do fornecimento dos sistemas isolados com atendimento convencional.

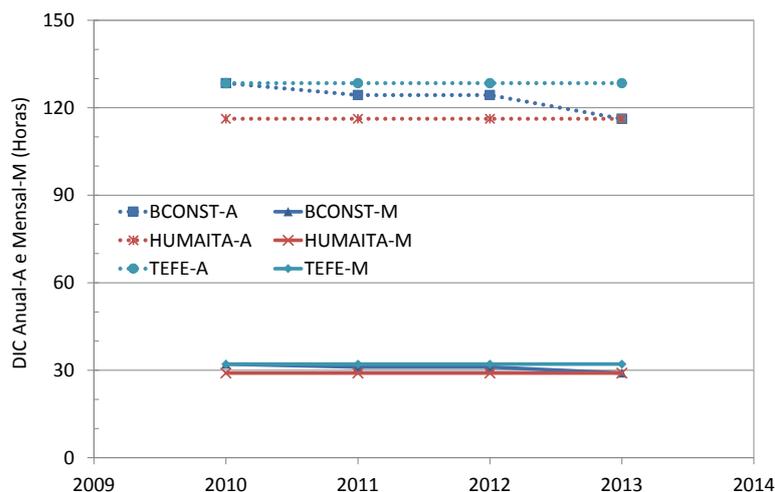


Gráfico 5.3 – Indicadores da qualidade no fornecimento de energia elétrica dos municípios analisados

Fonte: (ANEEL, 2014)

Porém, a partir da adoção de sistemas fotovoltaicos conforme proposto neste Trabalho, é possível ocorrer uma piora no desempenho da concessionária nesse quesito, por se tratar de domicílios isolados e distantes das sedes municipais, caso não sejam tomadas medidas adicionais para otimizar a questão da manutenção e da disponibilidade dos sistemas fotovoltaicos.

O controle do desempenho operacional dos sistemas fotovoltaicos pode ser realizado com o monitoramento remoto, similar ao utilizado nas doze miniusinas fotovoltaicas implantadas nos municípios de Autazes, Barcelos, Beruri, Eirunepé, Maués e Novo Airão. Estas miniusinas fornecem energia para 222 domicílios utilizando minirredes de distribuição (ELETROBRAS, 2014) e são controladas remotamente com o SAGE na sede da Amazonas Energia em Manaus, utilizando comunicação por satélite. Com a proposta deste Trabalho prevendo o atendimento de até três domicílios rurais sem a formação de uma rede de distribuição, o monitoramento remoto torna-se complexo, pois as tecnologias para as redes de transmissão de dados existentes atualmente, tais como *Wi-Fi*, *Wimax* e *Zigbee* possuem curto alcance, sendo necessária a interligação destas redes com os sistemas 2G/3G/4G utilizados na telefonia móvel, para os quais há somente seis municípios com uma estação rádio-base cada na área rural do Amazonas (ANATEL, 2014).

## 5.3 Impactos nos custos da energia gerada pelo sistema proposto

O custo da energia gerada indicado na Tabela 3.22 é impactado pelas reposições dos equipamentos que compõem o sistema e que atingem o final da vida útil, ao longo do horizonte de 30 anos previsto como vida útil para os painéis fotovoltaicos, tais como baterias, inversores e controladores de carga. Outro importante fator que causa impacto no custo da energia gerada é o custo de manutenção, agravado pelas condições analisadas neste Trabalho presentes na área rural do estado do Amazonas, tais como alta dispersão dos domicílios e às distâncias envolvidas, conforme foi abordado na introdução do Capítulo 3.

### 5.3.1 Influência do custo de O&M

Os custos da energia gerada apresentados na Tabela 3.22 refletem o elevado custo de manutenção adotado, cujas premissas indicam a necessidade de se realizar ao menos uma visita mensal em cada domicílio. Para avaliar a influência do custo de O&M no custo final da energia gerada, aplicou-se à Equação (3.10) o custo de R\$ 124,80 (BCB, 2014), obtido por intermédio da atualização monetária dos R\$ 96,00 adotados para a extensão das redes (DI LASCIO et al, 2009), que prevê um atendimento por domicílio/ano. O custo da geração fotovoltaica obtido nesta comparação ainda seria elevado, atingindo o valor médio de R\$ 1.420,00 entre os três municípios analisados, ou cerca do dobro do custo da geração convencional utilizando óleo diesel apresentado na Tabela 5.2, e praticamente 13 vezes superior aos R\$ 112,00 do Custo Marginal de Expansão (EPE, 2014), indicador utilizado como referência para expansão do sistema elétrico, que será abordado no Capítulo 5.3.2.

Tabela 5.2 – Influência do custo de O&M no custo da energia gerada

Custo de O&M por domicílio (R\$/ano)	Custo da energia gerada (R\$/MWh)			
	B. Constant	Humaitá	Tefé	Médio
1.652,74	3.256	3.330	3.217	3.268
124,80	1.415	1.447	1.398	1.420

Nota-se que a redução proposta no custo de manutenção, da ordem de 92%, impactaria o custo da energia gerada em cerca de 44%, indicando a importância dos demais itens de reposição ao longo da vida útil dos painéis fotovoltaicos.

A situação de uma visita com periodicidade anual pode viabilizar-se a partir de um programa de capacitação dos usuários dos SFDs, que os possibilite sanar pequenos defeitos que possam vir a ocorrer, semelhantes aos indicados no Quadro 5.1, ou então pelo monitoramento pelo usuário do estado da carga do banco de baterias exibido pelo controlador de carga nos dias nublados ou chuvosos.

### 5.3.2 Comparação dos custos de geração e de expansão do sistema elétrico

Estão apresentados na Tabela 5.3 os custos de geração praticados no mercado internacional para quatro programas de implantação de sistemas fotovoltaicos isolados. As variações apresentadas são explicadas pelos custos de aquisição e instalação locais, impactados pelo transporte até os locais de instalação e pela necessidade de capacitar pessoal especializado para implantar esses sistemas, além dos níveis anuais de irradiação solar de cada local, que afetam diretamente a quantidade de energia produzida.

Tabela 5.3 – Custos da geração de energia fotovoltaica em sistemas isolados

Local	Custo (R\$/MWh)	Média dos custos (R\$/MWh)
África Sub-Saariana <sup>1</sup>	1.388	1.312
China <sup>2</sup>	1.375	
Etiópia <sup>3</sup>	1.174	
Ilhas do Pacífico <sup>4</sup>	3.173	-

Fontes: <sup>1</sup>(NORAD, 2012), <sup>2</sup>(Byrne et al, 2001), <sup>3</sup>(BREYER et al, 2009), <sup>4</sup>(IRENA, 2012)

As duas variações de custos de O&M apresentadas na Tabela 5.2 indicam a similaridade desses custos com os valores do mercado internacional, conforme apresenta a Tabela 5.3. Divididos em dois níveis, o primeiro deles estabelece-se paridade entre o valor calculado de R\$ 1.472, que considera a frequência de uma visita anual, com os praticados

nos países Subsaarianos, China e Etiópia, cuja média apresentada é 7,6% inferior ao valor calculado.

Situação semelhante ocorre no segundo nível de custo, quando é comparado o valor calculado de R\$ 3.268, que considera visitas mensais de manutenção, com o valor praticado de cerca de 2,9% menor nas Ilhas do Pacífico. São encontradas semelhanças na implantação dos SFDs no Brasil e nessas ilhas, onde ambas as regiões são impactadas pelas distâncias encontradas, as quais afetam o transporte dos equipamentos, além da existência de mercados pequenos e dispersos, onde não se consegue obter economia de escala nos atendimentos.

Quando se estabelece uma comparação dos custos praticados nos sistemas isolados com o CME, nota-se uma acentuada diferença entre eles, devido à forma com que este último é calculado. São considerados para esse indicador os preços previstos para cada tipo de fonte energia e a quantidade de energia nova a ser ofertada no horizonte determinado pelo estudo (EPE, 2014), não sendo considerados empreendimentos que utilizam geração a diesel.

As fontes consideradas no CME compõem a geração centralizada, que tradicionalmente apresentam menores custos de implantação devido à economia de escala obtida, típicas desse tipo de geração. Na direção oposta, a geração distribuída nos sistemas isolados analisados tem a economia de escala prejudicada pelo baixo número de atendimentos com baixos perfis de consumo individual e pela elevada dispersão geográfica desses domicílios.

O CME atual é cerca de 13 vezes menor que o valor de R\$ 1.472 indicado na Tabela 5.2 para a situação que considera uma visita anual para cada SFD. Essa diferença, conforme citado anteriormente, reflete a economia de escala obtida com a geração centralizada, situação que é oposta à verificada nos sistemas isolados. Cabe salientar que o CME não é expresso em função da distância entre os domicílios a serem eletrificados e as redes existentes (GOUVELLO et al, 2003), o que dificultaria a utilização deste indicador em análises econômicas para implantação da eletrificação rural nas condições propostas neste Trabalho.

## 6 COMENTÁRIOS

Este Capítulo apresenta os comentários sobre as questões regulatórias aplicadas a energia fotovoltaica nos países analisados, com destaque para as políticas governamentais que obtiveram ou não sucesso na implantação dessa modalidade de energia. Comenta-se também sobre o cenário da energia fotovoltaica no Brasil para o horizonte de 2022, propondo alternativas utilizadas em outros países para algumas das questões apresentadas, que estão relacionadas à regulamentação em vigor e que poderiam ser aplicadas ao Brasil, considerando as características socioeconômicas aqui presentes.

A manutenção dos SFD também é comentada por ser atividade de vital importância para manter os sistemas operacionais, de modo a minimizar os impactos que prováveis interrupções causariam nos índices da qualidade do atendimento da distribuidora.

### 6.1 Aspectos gerais da regulamentação internacional

A forte dependência de fontes de energia de origem fóssil utilizadas para a geração de eletricidade na Europa e nos Estados Unidos, agravada pelas crises do petróleo na década de 1970, obrigou os governos desses países a adotarem medidas para alterar esse quadro, de modo a reduzirem o risco de desabastecimento e garantirem a inserção de fontes limpas e renováveis nas respectivas matrizes energéticas.

(TOMAIN, 1998) destaca que nos Estados Unidos no final da década de 1970, em resposta aos embargos do petróleo estrangeiro, a administração Jimmy Carter iniciou uma série de iniciativas legislativas conhecidas como *National Energy Act 1978*, que foram concebidas para promover a conservação de energia, diminuir a dependência do petróleo estrangeiro e desenvolver as fontes alternativas de energia. Uma das principais ações foi a edição da *PURPA*, que incentivou a implantação das *Qualifying Facilities (QFs)*, pequenas plantas para a produção de energia elétrica e de cogeração, como medidas de conservação de energia, não só poupando energia, como também tornando-se novas (e mais baratas) fontes de geração. Também determinou que a aquisição da energia produzida pelas *QFs* seria realizada pelo custo incremental ou evitado, definido em (GRAVES et al, 2006)

como sendo o custo da energia alternativa para a distribuidora, por ocasião da aquisição da energia gerada por cogeneradores ou pequenos produtores, se tal distribuidora gerasse ela própria essa energia ou a adquirisse de outra fonte.

Na prática, a distribuidora local teve que conectar cogeneradores e produtores de pequena potência e adquirir todo o excesso de energia produzido pelas *QFs* no custo total evitado da distribuidora. Estas, quando expandissem suas instalações tinham que adquirir energia de outra distribuidora, não no valor que prevalecia no mercado, mas a um custo mais elevado de produção da distribuidora, tornando um mercado atraente para esses produtores (TOMAIN, 1998).

Desde então, os Estados Unidos utilizam outros mecanismos para fomento das energias renováveis, promovendo um crescimento gradual baseado em incentivos locais. Sistemas de cotas como o *RPS*, que incentivam as concessionárias a investirem em fontes alternativas, a disponibilidade de uma estrutura creditícia do governo federal e dos estados para investimento em sistemas residenciais e comerciais e a adoção do *net-metering*, são instrumentos que auxiliam na implantação das energias renováveis naquele país.

A questão energética na Europa assume contornos semelhantes aos dos Estados Unidos com relação a dependência dos combustíveis fósseis, destacando-se que os países do bloco europeu, por serem signatários do Protocolo de Kyoto, possuem posição comum frente as questões como legislação, energia nuclear e ampliação da utilização das energias renováveis, tendo que cumprirem metas estabelecidas por aquele Protocolo para a redução das emissões dos gases de efeito estufa (BELINI et al, 2008).

Nesse sentido, o Parlamento Europeu editou a Diretiva 2001/77/CE visando promover a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia, e posteriormente a Diretiva 2009/28/CE com o mesmo objetivo, revogando a Diretiva 2001/77/CE e estabelecendo entre outras metas, o patamar de 20% para as energias renováveis utilizadas para a geração de eletricidade, semelhante ao da Diretiva revogada.

Na Alemanha, ao final da década de 1990, com a ascensão da coalizão política dos Social Democratas com o Partido Verde ao poder, houve um comprometimento por parte do governo daquele país em investir no mercado de energia fotovoltaica (MME,

2009). A partir dessa época, com a definição de metas de longo prazo, a aplicação da *FiT* e a remuneração dos empreendimentos de modo a torná-los atraentes economicamente, levaram a Alemanha à posição de liderança na implantação da energia fotovoltaica.

Para atender as metas propostas pelo Parlamento Europeu e aumentar as cotas mínimas de fontes renováveis a serem utilizadas na geração de energia elétrica na Alemanha, na edição de 2012 do *EEG* estão indicados os seguintes valores mínimos mostrados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Alemanha: cotas de energias renováveis para geração de eletricidade

Ano	%
2020	35
2030	50
2040	65
2050	80

Fonte: *EEG, 2012*

A Espanha, com a menor das economias analisadas, sofreu forte impacto na crise financeira de 2008, reduzindo sua capacidade de investimentos e o fomento às energias renováveis. Os anos de 2007 e 2008 foram marcados por um forte *boom* no mercado espanhol das energias renováveis, causado pelo Real Decreto 436/2004, que adotou incentivos para instalação de sistemas fotovoltaicos. Em 2007, a partir da necessidade de aval para essas instalações e posteriormente, com a crise financeira internacional em 2008, os incentivos para a energia fotovoltaica para os anos seguintes foram drasticamente reduzidos, causando uma forte retração na implantação dessas instalações, se comparado ao *boom* de 2008.

De forma análoga à Alemanha, a Espanha também considera metas de longo prazo para as energias renováveis, porém para um horizonte menor que o alemão. Estão previstos até o ano de 2020 a implantação de 346 MW/ano em média de empreendimentos fotovoltaicos, atingindo uma capacidade instalada de 7.250 MW e uma produção anual de energia estimada em 12.356 GWh (IDAE, 2011). Foram priorizadas instalações fixas em edifícios (67%) e o restante no solo com sistemas de rastreamento (IDAE, 2010).

Destaca-se ainda na regulamentação espanhola a adoção do Código Técnico de Edificações, documento com abrangência nacional, que define uma série de questões de ordem técnica para implantação de micro e minigeração a partir das fontes renováveis de energia (BOE, 2006).

## **6.2 Adoção da energia fotovoltaica na matriz energética nacional**

Um passo importante foi dado no Brasil para fomentar a energia fotovoltaica, com a criação do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos (MME, 2009) e com a publicação da Chamada 13/2011 (ANEEL, 2011), permitindo aprofundar a discussão sobre a utilização da energia fotovoltaica a nível nacional, de modo a auxiliar os planejadores na tomada de decisões de longo prazo com os resultados a serem obtidos a partir dos projetos de demonstração previstos nessas atividades.

Embora o potencial brasileiro de geração fotovoltaica seja muito maior que o de países europeus que estão na vanguarda tecnológica nesse setor, a velocidade prevista para adoção dessa modalidade de energia no planejamento energético nacional no horizonte de 2022 é lenta, o que retarda sua consolidação como fonte renovável na matriz energética nacional. As projeções para este horizonte sinalizam com uma produção de 325 GWh em 2017 e de 1.919 GWh em 2022 (EPE, 2013a). Considerando um fator de capacidade de 17% para efeito de comparação da capacidade instalada prevista para a energia fotovoltaica com outras fontes renováveis como a biomassa e a eólica no horizonte considerado, 1.919 GWh equivaleriam a uma potência instalada de 1,3 GW, ou cerca de 7,6% e 9,3% respectivamente da capacidade projetada para as fontes eólica e biomassa para aquele ano (EPE, 2013a), ou seja, muito pouco e em forte contraste com o imenso potencial fotovoltaico que o país dispõe.

Devido aos maiores custos de implantação se comparados com os de outras fontes energéticas, a tecnologia fotovoltaica ainda necessita de incentivos para ser adotada. Para viabilizar uma redução mais significativa dos custos da cadeia produtiva no país, deve-se estimular o ganho de escala com o objetivo de desenvolver o mercado da energia fotovoltaica (EPE, 2012). Segundo (CASTRO et al, 2012), a adoção da tecnologia poderia

se processar de forma mais rápida caso sejam elaboradas políticas que propiciem o mesmo ambiente de negócios oferecido à energia eólica, destacando-se a isenção de tributos para importação de componentes, inclusão de projetos no REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura), linhas específicas de financiamento e leilões voltados exclusivamente à energia fotovoltaica. Estas ações poderiam fomentar a utilização da energia fotovoltaica para complementar a geração centralizada, que atualmente carece de empreendimentos que aumentem a capacidade de reserva hídrica do país, deixando o sistema elétrico com uma maior vulnerabilidade a regimes hidrológicos desfavoráveis, fato que acarreta a utilização das termelétricas em maior escala e o consequente aumento dos custos de geração.

A tarifa *feed-in*, um dos instrumentos com maior eficácia para o fomento à energia fotovoltaica, tem sua aplicação no país prejudicada por fatores que vão desde o elevado número de consumidores de baixa renda, os quais não teriam como arcar com mais esses custos, e principalmente por atuar de forma contrária à proposta de redução da tarifa da energia elétrica imposta pela Lei 12.783/2013.

Segundo (MOSELLE et al, 2010), quando a tarifa *feed-in* é adotada permite ao governo decidir sobre o nível de subvenção a ser aplicado às tarifas das diferentes fontes de energia renováveis. Esse sistema permite ainda a fixação de diferentes níveis de subsídios conforme a tecnologia a ser utilizada, eliminando os lucros aleatórios quando os preços são fixados pelo custo unitário marginal, mais caros que os de produção.

Conforme abordado ao longo deste Trabalho, a universalização da energia elétrica, principalmente na região Amazônica, auxiliaria no desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica nacional, a partir do atendimento de consumidores de regiões isoladas, cujas distâncias das redes existentes e a dispersão geográfica desses domicílios limitam ou até inviabilizam a extensão das redes convencionais. Este mercado adicional para atender às metas de universalização das concessionárias seria outra forma de viabilizar a economia de escala para os sistemas fotovoltaicos, atuando positivamente na redução dos preços desses equipamentos.

### 6.3 Aspectos Regulatórios Nacionais

Diferentemente das formas de incentivo adotadas nos países analisados na Revisão Bibliográfica, a Resolução ANEEL 482/2012, que prevê a adoção da geração distribuída de micro e mini produtores utilizando fontes renováveis, possui uma série de condicionantes que restringem a adoção dessas fontes no país. A limitação da potência instalada do empreendimento, condicionada a potência da instalação ou à sua demanda contratada, força uma redução no tamanho desses empreendimentos, impedindo que consumidores instalem sistemas de geração com maior capacidade, se assim o desejarem.

A não remuneração dos empreendimentos conforme determina essa Resolução, que só permite a compensação entre a energia gerada e a consumida, aliada a obrigatoriedade do pagamento da disponibilidade do sistema, também limita a atratividade econômica desses empreendimentos, cujo alcance ficou restrito aos consumidores residenciais acima de 500 kWh/mês (EPE, 2013) ou aos consumidores comerciais, cuja média de consumo é de 1.218 kWh/mês, porém muito distante do consumidor residencial nacional, cuja média é de 169 kWh/mês (ANEEL, 2014a). Os resultados obtidos pelos países analisados neste Trabalho indicaram que os empreendimentos fotovoltaicos ainda necessitam de incentivos para serem implantados, fato que sinalizaria para uma baixa adoção dessa modalidade na matriz energética nacional, nas condições propostas pela Resolução.

A título de exemplo, numa breve análise das potências máximas permitidas pela regulamentação do *net-metering* adotada nos Estados Unidos em 46 dos 50 estados e no Distrito de Columbia (DSIRE, 2014), a distribuição dessas potências é a seguinte:

- a. Em 51% dos estados são adotadas as faixas de 25 kW (23%), 1.000 kW (13%) e maior que 1.000 kW (15%), sendo que nesta última incluem os estados que limitam a potência com base no consumo anual da instalação;
- b. Em 31% dos estados são adotadas as faixas de 10 kW (11%), 20 kW (9%) e 100 kW (11%); e

- c. Em 18% dos estados são adotadas as faixas de 30 kW (4%), 40 kW (4%), 50 kW (4%), 150 kW (2%) e 500 kW (4%).

Segundo (NNEC 2008), uma baixa potência permitida poderia excluir projetos com maior rentabilidade em edifícios ou instalações que demandem maiores cargas e estejam interessados no *net-metering*.

## 6.4 Manutenção dos sistemas fotovoltaicos

O aprendizado obtido a partir das ações do PRODEEM e de outros projetos que implantaram sistemas fotovoltaicos, principalmente na Amazônia, seria de grande ajuda para que, no âmbito do Programa Luz para Todos, fosse incentivada a utilização da energia fotovoltaica para atendimento de parte das metas previstas para aquele Programa.

Porém, conforme abordado no Capítulo 2.6.17, caso os sistemas fotovoltaicos não recebam uma manutenção adequada pela concessionária, podem ocorrer os mesmos problemas verificados durante a vigência do PRODEEM. Com um custo anual de O&M estimado em R\$ 96,00 por consumidor atendido pela extensão das redes, representando cerca de 7,5% dos R\$ 1.271,34 previstos para cada consumidor atendido com sistema fotovoltaico (DI LASCIO et al, 2009), o montante necessário para atender aos 19.697 domicílios com sistemas fotovoltaicos atingiria valores anuais da ordem de R\$ 32,2 milhões atualizados monetariamente em 6,5% ao ano (BCB, 2014), fato que inviabilizaria economicamente a adoção desses sistemas frente à arrecadação proporcionada pela tarifa, que atingiria o montante de R\$ 744,5 mil (ANEEL, 2013e).

O custo da geração de energia pelo sistema fotovoltaico proposto é cerca de cinco vezes superior ao custo da geração por óleo diesel. Esta distorção é causada pelo custo de manutenção adotado, tornando os sistemas fotovoltaicos nas condições propostas no Capítulo 3 com pouca atratividade econômica. Porém, caso o custo individual de manutenção puder ser mantido próximo à R\$ 124,80, conforme analisado no Capítulo 5.3.1, o custo da geração seria o dobro da geração convencional, aumentando significativamente a atratividade dessa modalidade de atendimento para a eletrificação rural.

Outro fator importante a ser avaliado é a reposição dos equipamentos ao longo da vida útil dos painéis, que também causa um forte impacto no custo da geração fotovoltaica.

Para o caso da implantação dos sistemas fotovoltaicos atingir a paridade com a extensão das redes convencionais de distribuição de energia, os custos de O&M deverão ser cuidadosamente avaliados, pois são sem dúvida, a principal questão a ser resolvida e precede a discussão de se adotar essa fonte renovável para o atendimento das comunidades isoladas. Um atendimento concebido nos moldes propostos no modelo avaliado, não teria condições de se manter sem subsídios, pois na ausência desse instrumento, ocorreria um déficit financeiro na concessionária, impactando a tarifa dos consumidores.

Os custos com manutenção podem ser minimizados com a adoção de sistemas mistos CA+CC e principalmente o CC, pois neste caso o inversor seria eliminado do sistema, aumentando a confiabilidade dos SFDs. (DI LASCIO et al, 2009) destacam que sistemas configurados exclusivamente em corrente contínua apresentam como características a robustez e a simplicidade no funcionamento, porém são utilizados em sistemas de baixa potência, devido à necessidade de se empregar fiação com maior diâmetro. Outro aspecto positivo para a adoção dessa configuração é a disponibilidade de eletrodomésticos para 12 Vcc encontrados na Amazônia e no mercado náutico nacional, tais como frigobares e televisores da classe “monitores” alimentados em corrente contínua, pois muitos moradores da região utilizam baterias como fonte de energia em suas residências. Em situação oposta, os sistemas mistos CA+CC ou os exclusivamente em CA possuem como desvantagem adicional o fato do inversor apresentar perdas em operação com carga reduzida, gerando um consumo indesejado nos períodos sem insolação.

## 7 CONCLUSÃO

Este Trabalho apresentou uma proposta para adoção de sistemas fotovoltaicos para atendimento individual de domicílios isolados no estado do Amazonas, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos, com o objetivo de identificar dentre as metas pactuadas entre a ANEEL e a Eletrobras Amazonas Energia no período de 2011 a 2018, o percentual de sistemas fotovoltaicos que poderia ser utilizado para atender às metas dessa concessionária.

Foi estruturada uma revisão bibliográfica abordando o histórico e o panorama da indústria da energia elétrica, da energia fotovoltaica, das legislações do Brasil e de países como a Alemanha, Espanha e Estados Unidos, com o objetivo de identificar as melhores práticas e as dificuldades encontradas nesses países para introduzir a geração fotovoltaica nas respectivas matrizes energéticas. Também foram abordados os conceitos de geração distribuída e da energia fotovoltaica, de modo a auxiliar na concepção do sistema fotovoltaico proposto.

O sistema fotovoltaico foi definido como classe SIGFI30 com o propósito de atender a regulamentação sobre o fornecimento de energia elétrica para domicílios isolados, capaz de suprir as necessidades básicas de iluminação, comunicação e refrigeração. Uma vez definida a capacidade energética do módulo fotovoltaico, foi possível determinar o custo unitário do sistema proposto e o custo da energia produzida.

A partir de um modelo de atendimento proposto na bibliografia e aplicado ao estado do Amazonas, foi possível determinar, com base nas metas de universalização pactuadas pela concessionária local com a ANEEL, o emprego de cerca de 20 mil sistemas fotovoltaicos domiciliares rurais, com um custo de implantação da ordem de R\$ 300 milhões, cerca de 1% superior ao apresentado pela extensão das redes convencionais, com base no custo médio por domicílio obtido do programa de universalização da ANEEL.

Como resultados adicionais da aplicação do modelo proposto, seria possível obter uma redução no custo da CCC em cerca de R\$ 4,6 milhões ao ano, o que equivaleria a cerca de 0,5% do valor total desse subsídio aplicado no sistema amazonense no mesmo período. Quanto a universalização no período de 2011-2018, o custo total apurado pelo

Trabalho nas condições propostas para atender às 866 mil ligações das concessionárias é da ordem de R\$ 12,3 bilhões, o que equivale ao custo total do Programa Luz para Todos desde sua criação até o ano de 2012. Neste período, o Programa atendeu cerca de 3,4 milhões de ligações a um custo médio de R\$ 3,9 mil, valor que contrasta com os R\$ 15,2 mil por ligação previstos para serem aplicados até o ano de 2018, devido às dificuldades que as concessionárias terão que enfrentar por conta dos atendimentos dos domicílios rurais distantes dos aglomerados urbanos e dispersos geograficamente.

Outra questão relevante identificada no Trabalho refere-se aos custos de O&M associados aos sistemas fotovoltaicos, estimados em R\$ 32,2 milhões/ano. A arrecadação prevista com a tarifa rural da concessionária, homologada pela ANEEL, é de cerca de 2% daquele montante, situação que criaria um déficit financeiro que seria repassado às tarifas dos demais consumidores ou ressarcida por algum tipo de subsídio.

Desta forma, com os resultados obtidos a partir do modelo adotado e nas condições propostas, conclui-se que, embora haja paridade nos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos se comparados com a extensão das redes, os custos de manutenção e de reposição dos equipamentos que atingem o final da vida útil limitarão a aceitação dessa tecnologia pelas concessionárias, devendo ser previstas a adoção de procedimentos na aquisição, instalação e manutenção que garantam a qualidade dos SFDs, e assegurem a continuidade no fornecimento de energia com custos reduzidos.

## **7.1 Propostas para trabalhos futuros**

Como propostas para trabalhos futuros com enfoque na regulamentação vigente, indica-se a elaboração de estudos sobre a qualidade dos equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico e os respectivos impactos causados no DIC pela frequência das manutenções nesses equipamentos. Propõe-se também a elaboração de estudos sobre a utilização de redes de comunicação para monitoramento remoto dos SFD aplicados a domicílios isolados, incluindo sistemas de supervisão por satélite, com objetivo de minimizar os impactos que o desempenho operacional desses sistemas causariam nos índices de qualidade da distribuidora.

Ainda no tema da regulamentação, propõe-se elaborar estudos de viabilidade para a adoção do fornecimento em corrente contínua em substituição a corrente alternada ou misto, ambos propostos pela Resolução 493/2012. O fornecimento em corrente contínua possui vantagens como a eliminação do inversor de frequência, equipamento que pode apresentar falhas e impactar negativamente o DIC da distribuidora, além de apresentar perdas em operação com carga reduzida, gerando um consumo indesejado nos períodos sem insolação.

Na linha das energias renováveis propõe-se a adoção de estudos com o objetivo de identificar alternativas para a utilização dos SFDs na eletrificação rural da Região Amazônica, sugerindo-se avaliar os potenciais de geração de energia, com destaque para a melhora do rendimento das turbinas hidrocínéticas sob condições de baixas vazões, típicas dos rios da região analisada; o levantamento dos potenciais hidráulicos aplicados às micro centrais hidrelétricas localizados próximos a comunidades ribeirinhas; e a aplicação da biomassa com aplicação direta como os óleos vegetais, resíduos agrícolas e da madeira ou sob a forma do biogás proveniente de biodigestores para produção de energia.

Outro tema de estudo proposto está voltado às questões sociais das comunidades ribeirinhas, com o objetivo de avaliar o emprego de sistemas fotovoltaicos nos processos produtivos dessas comunidades, visando o beneficiamento da produção local de modo a aumentar a renda dessa população. Propõe-se para tanto, a utilização de pesquisas de campo com o objetivo de identificar os hábitos de consumo de energia elétrica, as necessidades energéticas voltadas à produção local e os níveis de satisfação dos ribeirinhos com os SFDs instalados, de modo a se obter uma base de informações que auxilie no aperfeiçoamento de futuros projetos de eletrificação rural desta natureza.

## **7.2 Trabalho Publicado**

Este trabalho resultou na publicação de um artigo em seminário nacional, conforme apresentado a seguir:

Carlos Henrique Moya, Jamil Haddad, Luiz Augusto Horta Nogueira, Jackson José Rennó Almeida, Roberto Akira Yamachita. **Eletrificação rural no Amazonas: experiência com o atendimento convencional e perspectivas de uso de sistemas**

**fotovoltaicos.** XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. SENDI. Santos, 8 a 13 de novembro de 2014.

## BIBLIOGRAFIA

ABREU, Y. V., GUERRA, S. M., OLIVEIRA, M. A. G., **Energia, Sociedade e Meio Ambiente**. *Universidad de Malaga*, Espanha, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. – ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2 ed. Brasília: ANEEL, 2005.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Chamada n. 13/2011 – Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. Brasília 2011.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica no 032/2012–SRC/ANEEL. Processo: 48500.004357/2003-51. Análise da revisão do Plano de Universalização da área rural da Amazonas Distribuidora de Energia S.A., período 2012-2014**. Brasília. 2012a

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Despacho n.º 3.296, de 23 de outubro de 2012**. Brasília, 2012b.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa n.º 493 de 5 de junho de 2012**. Brasília, 2012c.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL – **Banco de Informações de Geração**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>>, acessado em 31 de Maio de 2013.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL - **Informações Gerenciais Março/2013**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=531>>, acessado em 31 de Maio de 2013a.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Voto. Estabelecimento das condições para universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica. Análise das propostas de revisão dos planos de universalização da área rural nos**

**termos da Resolução Normativa n. 488, de 2012-SRC/ANEEL.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/cedoc/adsp20123296\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/adsp20123296_1.pdf)>, acessado em 3 junho de 2013b.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Plano Inova Energia.**

Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=769&idPerfil=6&idiomaAtual=0>>. Acessado em 20 de Julho de 2013c.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Planos de Universalização – Período: 2011 a 2018.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=207&idPerfil=2>>. Acessado em 5 de agosto de 2013d.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Homologatória N.º 1.649**, de 29 de outubro de 2013e.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Despacho n.º 726, de 12 de março de 2013.** Brasília, 2013f.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Divulgação dos limites dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>>. Acessado em 1 de fevereiro de 2014

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acessado em 1 de fevereiro de 2014a.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Projetos de P&D Propostos pelas Empresas de Energia Elétrica (Res. Normativa N° 504/2012).** Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Projetos\\_PED-ANEEL\\_\(Res\\_Norm\\_316-2008\)\\_Ver2014.08.14c.xls](http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Projetos_PED-ANEEL_(Res_Norm_316-2008)_Ver2014.08.14c.xls)>. Acessado em 31/10/2014b.

AGENCIA NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES – ANATEL. Relatório das Estações por Localidade. Disponível em

<<http://sistemas.anatel.gov.br/stel/consultas/ListaEstacoesLocalidade/tela.asp?pNumServico=010>>. Acessado em 30 de novembro de 2014.

ALTENER. PROGRAMA COMUNITÁRIO GREENPRO. Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Projecto Europeu. 2004.

BELINI, L., NASCIMENTO, N. A **Tendência na Busca por Energias Limpas na Alemanha**. IV Encontro Nacional da Anppas. Brasília. 2008

BOLETIM OFICIAL DEL ESTADO. **Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. Código Técnico de la Edificación**. Ministerio de Vivienda. BOE. Madrid, 2006.

BORBELY, A. M., KREIDER, J. F. **Distributed Generation - The Power Paradigm For The New Millennium**. CRC Press LLC . 2001.

BREYER, Ch et al. Electrifying the Poor: Highly economic off-grid PV Systems in Ethiopia—A Basis for Sustainable Rural Development. In: **Proceedings 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg**. 2009. p. 21-25.

BYRNE, J. et al. Off-grid Renewable Energy Options for Rural Electrification in Western China. **Center for Energy and Environmental Policy, University of Delaware, Newark, Delaware**, 2001.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico de Metas para a Inflação no Brasil**. BCB. 2014.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de câmbio**. BCB. 2014a.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. BNDES. **Edital de Seleção Pública Conjunta ANEEL/BNDES/FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica no Setor Elétrico – Inova Energia – 01/2013**. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/inova\\_energia\\_empresas\\_aprovadas20140207.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/inova_energia_empresas_aprovadas20140207.pdf)>. Acessado em 31/10/2014.

CABELLO, A. F., POMPERMAYER, F. M. **Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico**. IPEA, 2013

CAMARGO, E. J. S.; RIBEIRO, F. S.; GUERRA, S. M. G. **O Programa Luz para Todos: Metas e Resultados**. Espaço Energia, v. 9, p. 21-24, 2008.

CARTAXO E. F., COELHO, I. M. H. V., PAIXÃO, V. **Sustentabilidade do Programa “Luz Para Todos” no Estado do Amazonas**. Artigo. Revista Brasileira de Energia, Vol. 12 n.º 1. 2006

CARVALHO, H. L. **O sistema monofásico com retorno por terra como alternativa para reduzir os custos da eletrificação rural**. In: IX SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 1984, Salvador.

CASTRO, N. J., MARTINI, S., BRANDÃO, R., DANTAS, G. A., Timponi, R. R. **A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira**. V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável. *Fundación MAPFRE*, 25 de agosto de 2009.

CASTRO, N.J., PAES, K.E., DANTAS, G.A. **Perspectivas para a Geração Fotovoltaica no Brasil. Grupo de Estudos do Setor Elétrico**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. **Seleção de Sistemas MRT. RER - 05**. ELETROBRAS. Rio de Janeiro, 1986

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. **Projeto Ribeirinhas**. ELETROBRAS. Disponível em <[http://www.eletronbras.com/EM\\_Programas\\_Ribeirinhas/](http://www.eletronbras.com/EM_Programas_Ribeirinhas/)>. Acessado em 7/1/2014

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. **Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON. Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2014**. ELETROBRAS. 2014a.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. **Fundo Setorial CCC. Plano Anual de Custos 2014.** ELETROBRAS.2014b.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro. 2004

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Potencial Energético Solar – SunData.** Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>>. Acessado em 15/8/2013.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro. 2014

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Materiais avançados no Brasil 2010-2022.** Brasília., 2010

CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S. P., CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks . The Institution of Engineering and Technology.** London, United Kingdom . 2009

COSTA, H.S.; COSTA, R.A.L. **Análise comparativa econômica entre diferentes opções para eletrificação domiciliar rural.** In. Revista Econômica do Nordeste, v.31, n. 3. p. 320-328, jul./set. 2000, Fortaleza.

DEPARTMENT OF ENERGY. **Database of State Incentives for Renewables and Efficiency.** DSIRE. Disponível em <<http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?SearchType=Net&&EE=0&RE=1>>. Acessado em 15 de fevereiro de 2014.

DEPARTMENT OF LABOR. BUREAU OF LABOR STATISTICS. DoL. **Databases, Tables & Calculators by Subject. Consumer Price Index Inflation Calculator.**

Disponível em <[http://www.bls.gov/data/inflation\\_calculator.htm](http://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm)>. Acessado em 1 de fevereiro de 2014.

DI LASCIO, M. A., BARRETO, E. J. F. **Energia e desenvolvimento sustentável para a Amazônia rural brasileira: eletrificação de comunidades isoladas**; Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2009.

ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA. **Plano de Negócios para a Eletrobras Amazonas Energia**. Maio de 2012.

ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA. **Edital para Concorrência CC n.º 099/2013. Contratação de empresa de engenharia para execução de obras de ampliação de rede de distribuição rural no estado do Amazonas em atendimento ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos**. Manaus. 2013

ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA. **Mercado de Energia**. Disponível em <<http://www.eletobrasamazonas.com/cms/empresa/mercado-de-energia/>>. Acessado em 3/1/2014.

EL-KHATTAM, W., SALAMA, M. M. A. **Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits**. Electric Power Systems Research. 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, EPE 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanco Energético Nacional 2013: Ano base 2012**. – Rio de Janeiro. EPE, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Brasília: EPE, 2013a

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Custo Marginal de Expansão - Metodologia de Cálculo e Valor para 2014**. Rio de Janeiro: EPE. 2014

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook For Photovoltaics Until 2016**. Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2012

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017**. Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2013.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION – FERC. Disponível em <<http://www.ferc.gov/industries/electric/gen-info/qual-fac/what-is.asp#skipnav>>. Acessado em 27 de Outubro de 2012.

FUGIMOTO, S. K. **A universalização do serviço de energia elétrica – acesso e uso contínuo** / S.K. Fugimoto. – ed. rev. --São Paulo, 2005. 264 p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica.

FULTON, M., MELLQUIST , N. **The German Feed-in Tariff for PV: Managing Volume Success with Price Response**. Deutsche Bank Group. 2011

GALDINO, M. A. **Um ano e meio de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede do Cepel**. In: Coletânea de Artigos: Energias Solar e Eólica, v. 2, CRESESB/CEPEL, pp. 67-77, 2006.

GALDINO, M. A. **Análise de Custos Históricos de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES. São Paulo, 2012.

GALVIN, R., YEAGER, K., **Perfect Power: How The Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, And More Abundant Energy**. New York. McGraw-Hill, 2009.

GOUVELLO, C.; POPPE, M. **Study of the Photovoltaic Market for Rural Electrification in Northeastern Brazil (States of Bahia, Ceará and Minas Gerais)**. Final Report for The World Bank. July, 1997

GOUVELLO, C.; MAIGNE, Y. **Eletrificação Rural Descentralizada. Uma Oportunidade para a Humanidade. Técnicas para o Planeta**. CRESESB - CEPEL, Rio de Janeiro, 2003.

GRAVES, F., HANSER, P., BASHEDA, G. PURPA: **Making the Sequel Better than the Original**. The Brattle Group Inc. 2006.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **A Universalização dos Serviços de Distribuição de Energia Elétrica**. Caderno de Política Tarifária, número 2, Outubro de 2007.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Mapa de Pobreza e Desigualdade - Municípios Brasileiros 2003**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/estadosat/temas.php?sigla=am&tema=mapapobreza2003>>. Acesso em 25 de agosto de 2013.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Censo Demográfico 2010. Estados**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/estadosat/perfil.php?sigla=am>>. Acesso em 25 de agosto de 2013.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Censo Demográfico 2010a. Características da População e dos Domicílios: Resultados do Universo**. Disponível em: <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/caracteristicas\\_da\\_populacao/caracteristicas\\_da\\_populacao\\_tab\\_uf\\_zip\\_ods.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/caracteristicas_da_populacao/caracteristicas_da_populacao_tab_uf_zip_ods.shtm)>. Acessado em 25 de agosto de 2013

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Censo Demográfico 2010b. Domicílios – Amostra**. Disponível em <[http://www.ibge.gov.br/estadosat/temas.php?sigla=am&tema=censodemog2010\\_domic](http://www.ibge.gov.br/estadosat/temas.php?sigla=am&tema=censodemog2010_domic)>. Acesso em 25 de agosto de 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. - INEE. **Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico. Proposta de Revisão da Resolução ANEEL 281/99**. 2002.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE - Refrigeradores. Atualização de 12 de agosto de 2013**. Disponível em

<<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/refrigeradores.pdf>>. Acesso em 17 de agosto de 2013.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGIA. IDAE. **Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España - PANER 2011 - 2020**. Ministerio de Industria, Energia y Turismo. Madrid. 2010.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGIA. IDAE. **Plan Nacional de Energias Renovables 2011-2020**. Ministerio de Industria, Energia y Turismo. Madrid. 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics 2012**. IEA. Paris, France

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics 2013**. IEA. Paris, France

INTERNATIONAL ENERGY INICIATIVE – IEI. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação. Relatório Final**. Outubro de 2009. Campinas -SP.

INTERNATIONAL ENERGY INICIATIVE – IEI. **Avaliação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes - SIGFI's. Relatório Final**. Outubro de 2009a. Campinas - SP.

INTERSTATE RENEWABLE ENERGY COUNCIL, Inc. **U.S. Solar Market Trends 2011**. IREC, August 2012.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview**. IRENA, 2012.

JOHNSON CONTROLS. **Bateria estacionária FREEDOM. Manual Técnico**. 2013.

KYRBY, R. S., WITHINGTON, S., DARLING, A. R., KILGOUR, F. G. **Engineering in History**. Dover Ed. 1956

LAMME, B., **Electrical Engineering Papers - The Technical Story of the Frequencies.** 1990

LA ROVERE, E.L., VALLE, C., PEREIRA, A. “**Subsídios para o Planejamento da Promoção da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**”, **Relatório Técnico do Projeto “A Carta do Sol”**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2011

LORA, E. E. S., HADDAD, J. **Geração Distribuída. Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais.** Rio de Janeiro. Ed. Interciência. 2006

LUQUE, A., HEGEDUS, S., **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering.** Wiley 2003, Ed. 1, 1168p., p. 47

MATHEW, S.; PHILIP, G. Susan (Ed.). **Advances in Wind Energy and Conversion Technology.** Springer, 2011.

McNICHOL, T., **AC/DC - The Savage Tale of the First Standards War.** John Wiley and Sons, 2006.

MESSENGER, R., VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering.** 2nd edition. 2003

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Pontos Básicos para uma Política de Eletrificação Rural.** MME. Brasília, 1985

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, MME. **Sistemas Híbridos - Tecnologias de Energias Renováveis. Soluções Energéticas para a Amazônia.** 1.<sup>a</sup> Edição. Brasília. 2008

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Relatório do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF / Ministério de Minas e Energia.** Brasília. 2009. 222p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Manual de Operacionalização.** Brasília. 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Prestação de Contas Ordinária Anual. Relatório de Gestão do Exercício de 2011.** Brasília, 2012

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Portaria N. 396**, de 5 de Novembro de 2013.

MOEHLECKE, A., ZANESCO, I. **Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional**. In: XI Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro. 2006. p. 935-943.

MOSELLE, B., PADILLA, J., SCHMALENSEE, R. **Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy**. Washington, DC: RFF Press, 2010.

MUNSON, R., From Edison to Enron - **The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity**. 2005

NEIDHÖFER, G., IEEE Power & Energy Magazine. **50-Hz Frequency - How the Standard Emerged from a European Jumble**. July-August. 2011

NETWORK FOR NEW ENERGY CHOICES. **Freeing the Grid 2008: Best and Worst Practices in State Net-Metering Policies and Interconnection Standards**. NNEC. 2008

NORPLAN Study: Cost Competitiveness of Rural Electrification Solutions. Norwegian Agency for Cooperative Development. NORAD, 2012.

NÚCLEO DE TECNOLOGIA DE ENERGIA SOLAR – NT SOLAR, disponível em <<http://www.pucrs.br/cbsolar>>. Acessado em 3 de junho de 2013.

PAZZINI, L. H. A., PELEGRINI, M. A., KURAHASSI, L. F. **A experiência de eletrificação rural em São Paulo (1997-1999)**. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3, 2000, Campinas.

PEREIRA, O. S., FIGUEIREDO, M. G., REIS, T. M., BARRETO, E. F., FONTOURA, P. **Modelo de projeto pioneiro de eletrificação com sistemas fotovoltaicos descentralizados, com vistas à universalização dos serviços de energia elétrica**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 10 n.º 1. 2004.

PEREIRA, O.S., CARVALHO, K., ALLATTA, E. **Análise Comparativa da Regulação Internacional Referente às Energias Renováveis**. Instituto Brasileiro de Estudos do Direito da Energia. Revista do Direito da Energia v. 1, n. 1, p. 160–183. São Paulo, 2004a.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

PHILIPSON, L., WILLIS, H. L. **Understanding Electric Utilities and De-Regulation**. Second Edition. Taylor & Francis Group. 2006

PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME – PVPS. **Report IEA-PVPS T1-20:2011**. International Energy Agency, 2011

PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME – PVPS. **Annual Report 2012**. International Energy Agency, 2012

PINHO, J. T. **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ª. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

POOLE, A. D., HOLLANDA, J.B., TOLMASQUIM, M.T., **Produção Independente de Eletricidade e Eficiência Energética**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 4 N.º 1. 1995

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21TH CENTURY. REN21. **Renewables 2013 Global Status Report**.

RIBEIRO, C.M; LIMA, J.H.G; PEREIRA, O.L.S; DINIZ, A.S.A.C; BERTO, L.C. **Tecnologia fotovoltaica - uma alternativa real para eletrificação rural no Brasil**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA - CBE, 8, Rio de Janeiro, 1999.

RIBEIRO, F. S., KURAHASSI, L. F., PAZZINI, L.H.A. **Custos unificados para a eletrificação rural em São Paulo**. ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3., 2000, Campinas.

RIBEIRO, F. S., PAZZINI, L. H. A., PELEGRINI, M. A. **Programa "Luz da Terra": modelo de eletrificação rural participativo**. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3., 2000a, Campinas.

SALAMONI, I. T., RÜTHER, R. **O Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede**. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, agosto de 2007

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Stand Alone Photovoltaic Systems. A Handbook of Recommended Design Practices**. 1995

SHAYANI, R. A., OLIVEIRA, M. A. G., CAMARGO, I. M. T. **Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais**. Anais do V CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília. 2006

SOARES, G. F. W. [et al]. **Comparação de custos entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais e Minicentrais Fotovoltaicas para Eletrificação rural**. In. III Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belém, 21 a 24 Setembro de 2010

TIAGO FILHO, G. L. [et al.]. **Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

TOFLER, A. **The Third Wave**. Bantam Books, 1980

TOMAIN, JOSEPH P. **Electricity Restructuring: A Case Study in Government Regulation. Faculty Articles and Other Publications**. University of Cincinnati College of Law. Paper 134. 1998.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO - TCU - **Relatório de Auditoria de Natureza Operacional no Programa Energia das Pequenas Comunidades**. TC N.º.013.245/2002-7. Brasília. 2003.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Contas do Presidente da República. Relatório TC 006.617/2013-1**. TCU. 2014

VACLAV, S., **Creating the Twentieth Century - Technical Innovations of 1867 – 1914 and Their Lasting Impact**. Oxford University Press, Inc. 2005

VIANA, F. B. **Luz no Campo e Luz para Todos: Duas Experiências em Busca da Plena Universalização dos Serviços de Energia Elétrica no Brasil.** Revista PCH Notícias & SHP NEWS - Ano 9 - Número: 34 JUL-AGO-SET 2007

VIEIRA, D. M. **Obstáculos À Universalização do Acesso ao Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no Meio Rural Brasileiro.** Tribunal de Contas da União. Instituto Serzedello Corrêa. Brasília. 2011.

ZILLES, R. **Painel Temático - Aplicações e Regulamentação (SIGFI, minirredes, sistemas híbridos, sistemas interligados).** Anais do II Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica. Rio de Janeiro. 17 a 20 de Maio de 2005.