

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILLERMO FERNANDO HOVERMANN DA CRUZ

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO RS

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO RS

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Guillermo Fernando Hovermann da Cruz

ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO RS

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof.^a Dr.^a Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Engenheira Mariana Resener, CEEE

Engenheira eletricista pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, Dezembro de 2009.

Aos meus pais por todo apoio, companheirismo, amor e dedicação ao longo de todos esses anos. À minha namorada Edvânia pelo carinho e incentivo nessa fase tão importante da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Alcioni e Márcia, os primeiros mentores que tive na minha vida, que me ensinaram a ver o mundo e as pessoas de uma maneira única, e a encarar a vida e seus problemas, independente da forma ou magnitude que eles possam se mostrar.

A minha namorada Edvânia pelo amor e pelos momentos felizes que tivemos, que me ajudaram a encarar as dificuldades do final do curso.

A todos os meus colegas de curso, especialmente a meus amigos Kledir, Yumi, Giovani, Everton, Muller, Denise e Julia, pelas experiências que tivemos, pelo companheirismo, pelo apoio nos mais diversos momentos e pela amizade e todo o aprendizado que a mesma gerou.

A minha colega e amiga Mariana que pela ajuda na obtenção de dados junto á concessionária de energia elétrica local, que foi fundamental para o meu trabalho de conclusão.

Ao professor Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro pela orientação e pelos conselhos, e a professora Gladis Bordin pela disposição em ajudar com as dúvidas que tive ao longo do projeto e pelas sugestões de materiais.

RESUMO

O crescimento dos níveis de emissão de dióxido de carbono e o esgotamento das reservas energéticas devido ao uso predominante das fontes de origem fóssil na sociedade atual, têm intensificado o interesse por fontes renováveis de energia, como a energia solar. Dentre as aplicações da energia solar pode-se destacar: a fotovoltaica, que no caso do Brasil, surge como uma alternativa à geração a partir de grandes usinas hidroelétricas, que têm sido muito contestadas nos últimos anos em função dos problemas sócio-ambientais que as mesmas geram – tais como o deslocamento de populações, e a térmica, na qual os aquecedores solares aparecem como uma possibilidade de substituição dos chuveiros elétricos, que atualmente demandam uma parcela significativa da energia produzida pelo país, principalmente no horário de pico. Esta dissertação apresenta aplicações de energia solar, e a partir do projeto de um sistema de iluminação pública com energia solar fotovoltaica e do projeto de aquecedores solares residenciais para a praia de Capão Novo, localizada no litoral do Rio Grande do Sul, visa estudar a viabilidade econômica da aplicação da energia solar.

Palavras-chave: Energias Alternativas. Energia Solar. Aquecedores Solares. Iluminação Pública. Energia Elétrica.

ABSTRACT

The increase in emission levels of carbon dioxide and the exhaustion of energy reserves due to the predominant use of fossil fuels sources in today's society has intensified the interest in renewable energy, such as solar energy. Among the applications of solar energy can be highlighted: photovoltaics, in the case of Brazil, is an alternative to the generation from large hydroelectric plants, which have been highly contested in recent years in terms of social and environmental problems that they generate - such as population displacement, and thermal, in which the solar heaters appear as a substitution of electric showers, which currently require a significant amount of the energy produced by the country, especially at peak times. This dissertation presents such applications of solar energy, and from the project of a public illumination system with solar photovoltaic and the project of a residential system of solar water heating to the beach of Capão Novo, located on the coast of Rio Grande do Sul, aims study the economic viability of solar energy application.

Keywords: Energy Alternatives. Solar Energy. Solar Water Heaters. Public Lighting. Electricity.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
	1.1– EXPOSIÇÃO DO ASSUNTO	14
	1.2– OBJETIVO	17
	1.3– ESTRUTURA DO PROJETO	17
2	ANÁLISE HISTÓRICA	19
	2.1– O INÍCIO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	19
	2.2– A INTERVENÇÃO ESTATAL	21
	2.3– A CRIAÇÃO DA ELETROBRÁS E A ESTATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	26
	2.4– O INÍCIO DA PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E O RACIONAMENTO.....	28
3	SITUAÇÃO ATUAL	30
	3.1– CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	30
	3.2– QUESTÕES REFERENTES ÀS HIDRELÉTRICAS DE GRANDE PORTE.....	31
	3.2.1– Impactos ambientais	31
	3.2.2– Licenciamento ambiental	32
	3.3– ALTERNATIVAS SUSTENTÁVEIS.....	34
4	A ENERGIA SOLAR.....	37
	4.1– RADIAÇÃO SOLAR	37
	4.2– RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL E NO RIO GRANDE DO SUL.....	39
	4.3– ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	42
	4.3.1– Sistemas fotovoltaicos	42
	4.4– ENERGIA SOLAR TÉRMICA.....	44
	4.4.1– Sistemas de aquecimento de água	45
5	DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO E TÉRMICO	47
	5.1– ARRANJO FOTOVOLTAICO	47
	5.1.1– Baterias.....	47
	5.1.1.1– Classificação das baterias	47
	5.1.1.2– Tipos de baterias recarregáveis.....	49
	5.1.2– Módulos Fotovoltaicos	51
	5.1.2.1– Célula fotovoltaica.....	52
	5.1.2.2– Curva característica I-V	54
	5.1.2.3– Efeitos da temperatura e da intensidade de radiação	57
	5.1.2.4– Tecnologia fotovoltaica	59
	5.1.3– Dimensionamento das baterias e do módulo FV	60
	5.2– ARRANJO TÉRMICO.....	64
	5.2.1– Coletores	64
	5.2.2– Reservatórios térmicos.....	66
	5.2.3– Dimensionamento do coletor e do reservatório	68
6	ESTUDO DE VIABILIDADE	71
	6.1– SISTEMA FOTOVOLTAICO	71
	6.2– SISTEMA TÉRMICO	75
	6.2.1– Custo operacional e de instalação	76
	6.2.2– Consumo mensal do sistema auxiliar.....	77
	6.2.3– Ponto de vista do consumidor	81
	6.2.4– Ponto de vista da concessionária.....	83
7	CONCLUSÕES	85
8	REFERÊNCIAS.....	87

ANEXO I – ESTUDO TEÓRICO DOS COLETORES.....	95
ANEXO II – DADOS DO COLETOR SOLAR.....	101
ANEXO III – DADOS DO BOILER	102
ANEXO IV – DADOS SOLARIMÉTRICOS DO RS.....	103

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Variação do preço do módulo fotovoltaico – 1975-2001	15
Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de geração (GW)	30
Figura 3 – Representação do movimento da Terra em torno do Sol	38
Figura 4 – Incidência dos raios solares em diferentes épocas do ano	38
Figura 5 – Radiação solar global diária - Média anual típica (MJ/m ² •dia)	40
Figura 6 – Radiação solar inclinada a 45° Anual.....	41
Figura 7 – Sistema isolado com carga de corrente contínua com armazenamento	42
Figura 8 – Sistema conectado á rede	43
Figura 9 – Exemplo de um sistema híbrido.....	44
Figura 10 – (a) Sistema passivo indireto e (b) Sistema passivo direto.....	46
Figura 11 – Elementos de uma célula recarregável.....	47
Figura 12 – Corte de um módulo fotovoltaico	52
Figura 13 – Representação da célula fotovoltaica em analogia com o diodo (a) sob efeito da radiação solar e (b) sem irradiação solar incidindo na célula fotovoltaica.....	52
Figura 14 – Curva característica da célula fotovoltaica representada como um diodo (a) irradiada com luz solar e (b) sem radiação solar	53
Figura 15 – Modelo para o módulo fotovoltaico.....	54
Figura 16 – Curva característica do módulo fotovoltaico	56
Figura 17 – Efeito na corrente da variação de intensidade luminosa	57
Figura 18 – Efeito da variação da temperatura na curva P-V de um módulo FV	58
Figura 19 – Efeito da variação da temperatura na curva I-V de um módulo FV	58
Figura 20 – Arranjo fotovoltaico a ser dimensionado	60
Figura 21 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga em baterias Moura Clean.....	63
Figura 22 – Componentes básicos do sistema de aquecimento solar.....	64
Figura 23 – Coletor solar plano	65
Figura 24 – Coletores de foco concentrado: parabólico e Fresnel	66
Figura 25 – Partes do reservatório térmico.....	67
Figura 26 – Distribuição dos postes solares por quadra	72
Figura 27 – Gráfico de consumo de energia mensal	80
Figura 28 – Gráfico de consumo de energia mensal estimado para Capão Novo.....	84
Figura A.1 – Eficiência do coletor para determinados valores de P_i e $\lambda\alpha$	97
Figura A.3 – Coletor solar utilizado	101
Figura A.2 – Etiqueta do coletor solar.....	101
Figura A.4 – Radiação solar inclinada a 45° no verão.....	103
Figura A.5 – Radiação solar inclinada a 45° no outono	104
Figura A.6 – Radiação solar inclinada a 45° no inverno	105
Figura A.7 – Radiação solar inclinada a 45° no primavera	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução na produção mundial de módulos fotovoltaicos – 1988-2001.....	16
Tabela 2 - Distribuição do consumo residencial de energia elétrica por usos finais e classe de renda – (2000) (%)	16
Tabela 3 – Potência elétrica instalada por tipo de concessão (MW) – 1952/1962.....	27
Tabela 4 – Distribuição das UHEs em operação por faixa de potência – jan. 2002.....	31
Tabela 5 – Impactos decorrentes da construção de grandes barragens	32
Tabela 6 – Resumo das características da bateria chumbo-ácido.....	50
Tabela 7 – Resumo das características da bateria níquel-cádmio	51
Tabela 8 – Eficiência de conversão de algumas tecnologias de células solares.....	60
Tabela 9 – Características elétricas de alguns dos painéis fabricados pela Siemens	63
Tabela 10 – Consumo de água quente	68
Tabela 11 – Custo total do sistema fotovoltaico.....	71
Tabela 12 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia	72
Tabela 13 – Valor da energia cobrada das unidades consumidoras residenciais em 2005, descontados os impostos ICMS, PIS/PASEP e COFINS	74
Tabela 14 – Custo do sistema fotovoltaico durante 30 anos	75
Tabela 15 – Custo e vida útil total estimado para a instalação.....	76
Tabela 16 – Tarifa de consumo para SUBGRUPO B1	77
Tabela 17 – Valores utilizados no cálculo dos parâmetros X e Y.....	79
Tabela 18 – Parâmetros calculados a partir de X e Y.....	80
Tabela 19 – Custo do sistema de aquecimento com chuveiro elétrico.....	81
Tabela 20 – Economia mensal do aquecimento solar.....	82
Tabela 21 – Tempo de retorno do investimento em energia solar.....	82
Tabela 22 – Consumo total: município de Capão da Canoa - 2008	83
Tabela 23 – Consumo total por trimestre: município de Capão da Canoa - 2008.....	83

LISTA DE ABREVIATURAS

AMFORP – American & Foreign Power Co.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CEEE – Comissão Estadual de Energia Elétrica

CEEE-D – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica

CENERGIA – Centro de Economia Energética e Ambiental do Programa de
Planejamento Energético

CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais

CESP – Companhia Energética de São Paulo

CHERP – Companhia Hidro Elétrica do Rio Pardo

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CHEVAP – Companhia Hidroelétrica do Vale do Paraíba

CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNP – Conselho Nacional do Petróleo

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo
Brito

ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A.

ELETROSUL – Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.

EPE – Empresa Pública de Energia

FEE – Fundo Federal de Eletrificação

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

IMT – Instituto Mauá de Tecnologia

IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica

LIGHT – Brazilian Traction & Light Electric Company

LP – Licença Prévia

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

MME – Ministério de Minas e Energia

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem

PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

TERMOCHAR – Termoelétrica de Charqueadas S. A.

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UHE – Usina Hidrelétrica

HPS – High Pressure Sodium

USELPA – Usinas Elétricas do Paranapanema

1 INTRODUÇÃO

1.1 – EXPOSIÇÃO DO ASSUNTO

O Brasil é um país rico na disponibilidade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, destacam-se os recursos hídricos, cujo aproveitamento possibilita a oferta de mais de 90% da geração de eletricidade no país [1].

Além dos recursos hídricos e do papel desempenhado pela biomassa, o Brasil exibe um dos maiores potenciais do mundo de utilização de energia solar, principalmente pelo fato de ser um país de dimensões continentais e situar-se quase que inteiramente numa região tropical. A energia solar incidente sobre o país totaliza aproximadamente $6,2 \times 10^{22}$ J/ano, o que corresponde a mais de 55 mil vezes o consumo anual de energia elétrica no país [2].

Pode-se citar com uma das aplicações da energia solar a energia solar fotovoltaica, que além de ser uma fonte pouco poluente, destaca-se por necessitar de baixa manutenção, possuir curtos prazos de instalação e operação e por ser facilmente integrada às construções. A tecnologia fotovoltaica também possui a vantagem de não necessitar de linhas de transmissão, que acarretam perdas na energia gerada [3].

Os sistemas fotovoltaicos, assim como outros sistemas baseados em fontes renováveis, apresenta problemas de aceitação no mercado devido, entre outros fatores, ao seu elevado custo de instalação. Custo este que está diretamente relacionado com o alto custo da produção de células fotovoltaicas. A partir do gráfico da Figura 1 observa-se que houve uma significativa redução de custos de US\$ 30/Wp em 1975 para US\$ 3,5/Wp em 2001. No entanto, na última década vem ocorrendo um processo de estabilização dos preços praticados na ordem internacional, com um leve declínio nos últimos anos [4].

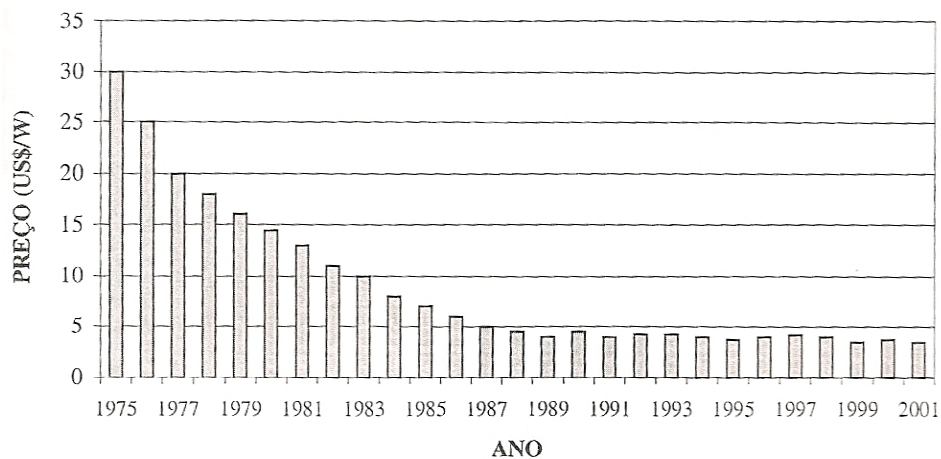


Figura 1 – Variação do preço do módulo fotovoltaico – 1975-2001

Fonte: TOMALSQUIM [4]

No sentido de superar a barreira imposta pelos custos, e a dificuldade na inserção da energia fotovoltaica no mercado, diversos programas foram criados pelos países detentores da tecnologia fotovoltaica, seja no nível de fornecedores, a partir do aperfeiçoamento das linhas de produção e do desenvolvimento de novos tipos de células, seja no nível da demanda final, através de políticas de inserção da tecnologia fotovoltaica.

Um exemplo bem sucedido de investimento em termos de aperfeiçoamento da tecnologia fotovoltaica é o programa *PVMaT – Photovoltaic Manufacturing Technology Project*, dos EUA. Em termos de políticas visando a popularização da tecnologia fotovoltaica pode ser citado o programa *PV Roofs* do Japão, iniciado em 1996, que prevê a instalação de 5 GW de telhados solares a partir da instalação de 1,2-1,4 milhões de telhados solares. Os EUA e Alemanha também possuem programas semelhantes, de 1 milhão e de 100 mil telhados solares, respectivamente [4].

A Tabela 1 a seguir mostra a evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos de 1988 a 2001. Observa-se o crescimento acentuado da produção de módulos fotovoltaicos de países como Estados Unidos (EUA) e Japão, cujos investimentos em tecnologia fotovoltaica atingem cifras de US\$ 65 milhões/ano e US\$ 140 milhões/ano, respectivamente.

Tabela 1– Evolução na produção mundial de módulos fotovoltaicos – 1988-2001

Região	Produção MWp											
	1988	1990	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Global	33,6	46,5	57,9	60,1	69,4	77,6	88,6	125,8	154,9	201,3	287,7	390,5
<i>EUA</i>	11,1	14,8	18,1	22,4	25,6	34,7	38,8	51,0	53,7	60,8	75,0	100,3
<i>Japão</i>	12,8	16,8	18,8	16,7	16,5	16,4	21,2	35,0	49,0	80,0	128,6	171,2
<i>Europa</i>	6,7	10,2	16,4	16,6	21,7	20,1	18,8	30,4	35,5	40,0	60,7	86,4
<i>Restante</i>	3	4,7	4,6	4,4	5,6	6,4	9,8	9,4	18,7	20,5	23,4	32,6

Fonte: TOMALSQUIM [4]

Como outra forma de aproveitamento da energia solar pode-se citar o uso em aquecedores solares, que surgem como uma alternativa ao uso de chuveiros elétricos.

A Tabela 2 apresenta a distribuição de consumo residencial por uso final e classe de renda. Pode-se observar que o aquecimento de água ocupa uma parcela de aproximadamente 22% do consumo entre as diversas classes de renda. Segundo TOMALSQUIM [4] a participação do chuveiro elétrico na demanda no horário de ponta, entre 17 e 21 horas, varia em torno de 25%, chegando em algumas concessionárias a atingir valores na ordem de 50%.

Tabela 2 - Distribuição do consumo residencial de energia elétrica por usos finais e classe de renda – (2000) (%)

Finalidade	Classe de renda (em salários mínimos)					
	Até 2	Entre 2 e 3	Entre 3 e 5	Entre 5 e 10	Mais de 10	Média
Aquecimento de água	22,8	20,3	18,9	29,9	18,5	22,1
Serviços gerais	15,8	13,5	13,6	12,2	16,9	14,4
Conservação de alimentos	37,6	36,0	34,9	26,2	27,1	32,4
Condicionamento ambiental	4,5	6,6	8,3	9,4	12,4	8,2
Lazer	11,0	10,4	9,7	7,3	6,1	8,9
Iluminação	8,3	13,2	14,6	15,0	19,0	14,0
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,00

Fonte: ACHÃO [5]

Ainda segundo o mesmo autor, em algumas regiões mais frias do Brasil, como o Rio Grande do Sul (RS), em praticamente 100% das residências há a utilização de chuveiros elétricos, sendo verificado também um aumento constante da potência dos chuveiros utilizados nos últimos anos. Os chuveiros de 2800W atualmente não são suficientes para atender as exigências de conforto de banho por parte dos usuários, de forma que na maioria

dos casos são utilizados chuveiros de 4400W [4], e se espera que a potência desse equipamento continue sendo elevada nos próximos anos, constituindo-se em um problema por um lado para as concessionárias de energia, que precisarão superdimensionar o sistema para atender a alta demanda do horário de pico, e por outro lado para o consumidor, que pagará taxas maiores cobradas pelas concessionárias para suprir essa demanda extra.

1.2 – OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar duas formas atuais de aproveitamento da energia solar, a iluminação fotovoltaica e os aquecedores solares. A partir de uma revisão dos conceitos teóricos envolvidos em cada um desses aproveitamentos, bem como o projeto dos mesmos, pretende-se analisar qual a viabilidade econômica da aplicação da energia solar tanto na iluminação pública quanto no aquecimento de água residencial em uma pequena localidade, no caso a praia de Capão Novo, localizada no litoral do Rio Grande do Sul.

1.3 – ESTRUTURA DO PROJETO

Para uma melhor compreensão do texto, este foi dividido nos seguintes capítulos: análise histórica, situação atual, a energia solar, dimensionamento dos sistemas fotovoltaico e térmico, estudo de viabilidade e conclusões.

No capítulo 2 é feita uma abordagem da história da energia elétrica no Brasil, sendo vistos os principais fatos históricos desde a chegada da energia elétrica no país até o racionamento de energia ocorrido nos anos 2000.

O capítulo 3 aborda a situação atual do setor de energia elétrica brasileiro, é feita uma discussão a respeito das grandes hidroelétricas e a respeito de alternativas sustentáveis para a geração de energia elétrica no país.

No capítulo 4 são vistos os princípios básicos que envolvem a utilização da energia solar bem como os princípios teóricos dos sistemas fotovoltaico e térmico. Neste capítulo são abordados conceitos de radiação solar, sendo apresentados os mapas solarimétricos do Brasil e do Rio Grande do Sul. Na sequência as aplicações em sistemas fotovoltaico e térmico, são apresentadas.

O capítulo 5 mostra o dimensionamento do sistema fotovoltaico, proposto na iluminação pública da praia de Capão Novo, sendo apresentada antes uma conceituação básica de alguns dos componentes do arranjo fotovoltaico em questão. Em seguida o dimensionamento do sistema solar térmico é realizado, onde é feita uma abordagem teórica dos elementos do aquecedor solar a ser empregado.

No capítulo 6 é descrita uma análise da viabilidade econômica dos sistemas projetados, sendo feita em cada um dos casos uma estimativa dos custos envolvidos. A partir desses custos serão feitas comparações envolvendo os sistemas com e sem a adoção das aplicações de energia solar estudadas.

As conclusões são apresentadas no Capítulo 7. São apresentadas, também, sugestões sobre as modificações e melhorias que poderiam ser implementadas, bem como possíveis continuações para o presente projeto.

2 ANÁLISE HISTÓRICA

2.1 – O INÍCIO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A energia elétrica chegou ao Brasil após sua entrada nos EUA e Europa. O imperador D. Pedro II, em 1876, visitando a exposição industrial da Filadélfia, nos EUA, ao tomar conhecimento da energia elétrica, convida Thomas Edison a introduzir no país aparelhos e processos de sua invenção, com a intenção de utilizar a eletricidade na iluminação pública. Três anos após foi inaugurada, na capital do país, Rio de Janeiro, a iluminação pública da Estação da estrada de Ferro D. Pedro II, hoje a Central do Brasil. Quatro anos depois, em 1883, o imperador presidia a inauguração do serviço de iluminação por energia elétrica de Campos (RJ) que seria a primeira cidade da América Latina a ter esse privilégio. Até então os sistemas eram simplificados, no caso de Campos, por exemplo, o sistema era movido por uma máquina a vapor, contando com três dínamos e 39 lâmpadas.

Porto Alegre foi a primeira capital brasileira a contar com um sistema de iluminação pública consistente. A iluminação era gerada a partir de uma usina térmica pertencente à companhia Fiat Lux. O sistema foi inaugurado em 1887, dois anos antes da proclamação da República. Decorridos mais dois anos, seria a vez da cidade de São Paulo ter o seu primeiro sistema de iluminação pública, gerada a partir da usina termoelétrica Água Branca [6].

Os recursos hídricos brasileiros também começavam a ser explorados no final do século XIX, quando, em 1883 foi inaugurada na cidade de Diamantina (MG) a primeira hidroelétrica do país, destinada ao abastecimento exclusivo de uma mineradora de diamantes. A primeira hidroelétrica brasileira a gerar eletricidade para o uso público foi a de Marmelos, com 200 kW, através de uma iniciativa do industrial Bernardo Mascarenhas, em Juiz de Fora (MG).

Já em relação ao petróleo, as primeiras referências sobre a procura de petróleo no Brasil são as concessões outorgadas pelo imperador D. Pedro II, em 1858, para a exploração de carvão, turfa e folhelho betuminoso às margens do Rio Maraú e Acarai, área hoje conhecida como Bacia de Camamu, no sul da Bahia.

As primeiras concessões de poços – sempre razos – tinham por objetivo procurar material para iluminação. A primeira sondagem profunda registrada foi realizada entre 1892 e 1897, na localidade de Bofete, no estado de São Paulo por Eugênio Ferreira de Camargo. Este é considerado o primeiro poço perfurado para exploração de petróleo no Brasil e atingiu quase 500 metros de profundidade [7].

As hidrelétricas foram sendo construídas sem o conhecimento mais amplo das bacias hidrográficas, associadas a sistemas de transmissão que ligaram unidirecionalmente fontes geradoras e centros de consumo. Somente na década de 1930, foram dados os primeiros passos para a interligação de usinas, instaladas em sua grande maioria para o fornecimento de energia a um único município.

A região que mais contribuiu para o crescimento do parque elétrico nacional foi a Região Sudeste, por ser a mais industrializada e urbanizada do país. A dimensão do seu mercado e a relativa abundância de potenciais hidráulicos com baixo custo de aproveitamento, situados nas proximidades de seus centros metropolitanos, favorecia a sua grande concentração de capacidade geradora. Na Região Sul, o aproveitamento das fontes hidráulicas foi complementado por termelétricas que consumiam o carvão local, cabendo notar que no Rio Grande do Sul a termelétricidade constituiu a principal base de produção de energia até meados do século XX. Já as regiões Norte e Nordeste permaneceram praticamente servidas por pequenas usinas térmicas movidas a óleo diesel [8].

Os sistemas elétricos de maior porte foram implantados em torno das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo a partir da década de 1900 pelas concessionárias *holding* canadense

Brazilian Traction, Light and Power, mais conhecida como LIGHT [3]. Em 1915 a LIGHT já possuía o domínio do cenário elétrico brasileiro, compreendendo cerca de 40% da capacidade total, proporção que se manteve até 1930 e que subiria para 46% em 1945.

A AMFORP, sediada nos Estados Unidos, já operava em outros países da América Latina quando iniciou as atividades no Brasil em 1927. Constituiu aqui uma subsidiária, a Empresas Elétricas Brasileiras, depois denominada Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras. A orientação adotada foi a de adquirir empresas instaladas nos principais centros urbanos fora do domínio da LIGHT. Foi assim assumindo o controle de onze concessionárias no período de 1927 a 1928. Além de grande parte do interior de São Paulo, as aquisições compreenderam os serviços de Recife, Salvador, Natal, Maceió, Vitória, Niterói, Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba e Porto Alegre-Pelotas [9].

2.2 – A INTERVENÇÃO ESTATAL

A intervenção do estado no setor energético brasileiro passou a se tornar maior a partir da Revolução de 1930, que juntamente com a crise de 1929 alterou a estrutura política e econômica do país na época. Houve o fortalecimento do Poder Central em paralelo com a diminuição do poder estadual. Em julho de 1934, o presidente Getúlio Vargas promulgou os códigos de Águas e de Minas, que definiam medidas como a separação do direito de propriedade do solo, dos recursos hídricos e das riquezas minerais existentes na sua superfície e no solo [9]. Igualmente também se determinou o monopólio estatal do poder de concessão de aproveitamentos hidroelétricos e a possibilidade de controle mais rigoroso sobre as concessionárias, determinando a fiscalização técnica, contábil e financeira das empresas do setor. Em 1939, o governo criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE)

para tratar de todos os assuntos relativos à organização do setor, incluindo a regulamentação do Código das Águas [8].

O país vivia no seu setor energético, um período de mudança de foco. Os recursos de lenha e carvão, que foram no século anterior largamente utilizados, começavam a dar espaço para o petróleo e seus derivados, que em sua grande maioria eram provenientes do exterior, e à energia hidroelétrica, na qual o Brasil tinha notório potencial.

Por volta de 1930, de um total de reservas mundiais de petróleo de 24.400 bilhões de barris, a América Latina participava com cerca de 12% destacando-se, pela ordem de grandeza, Venezuela, Colômbia, México, Argentina, Peru e Equador. Na Bolívia havia indícios e no Brasil nada havia sido descoberto. Aqui não havia, também, legislação específica para o petróleo. Até os primeiros anos da década de 30, a questão do petróleo estava concentrada na controvérsia técnica sobre áreas possíveis e promissoras para pesquisa.

Em abril de 1938, declaravam-se de utilidade pública as atividades relacionadas com o petróleo e criava-se o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), para coordenar as atividades nessa área. As atribuições do novo órgão eram amplas. A sua estrutura inicial, sob a forma de um órgão da administração direta, era bastante modesta quando comparada à extensão da tarefa a executar: fixação dos preços de derivados de petróleo, autorização de instalações de refino e execução direta de trabalhos de pesquisa no território nacional, entre outras de menor relevo [9].

O CNP, como órgão específico para o petróleo, tinha poderes para dedicar-se integralmente ao seu objetivo. Não eram criadas, todavia, fontes de recursos para que pudesse exercer a contento sua custosa e arriscada tarefa de pesquisa geológica, nem tinha a autonomia para operar, com eficiência, unidades industriais de refino do petróleo.

Os esforços de pesquisa do petróleo no período de 1938-45 foram diminutos. Compreenderam a perfuração de um total de cinquenta e cinco poços pioneiros e exploratórios com 74 mil metros de extensão.

A produção de petróleo continuava insignificante, tanto em termos absolutos quanto comparada às necessidades de consumo de derivados, atendidas quase exclusivamente pelas importações [9].

Marcando a primeira intervenção direta do Estado no campo de produção de energia elétrica, através do Decreto-Lei 8.031, de 03/10/1945, foi criada a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), com o objetivo de construir uma grande usina hidroelétrica para o aproveitamento da cachoeira de Paulo Afonso, no rio São Francisco, entre Alagoas e Bahia, sendo o primeiro projeto de âmbito interestadual [10].

A constituição efetiva da CHESF ocorreu em 1948, com a construção de pequena hidrelétrica de 2 MW para atender às necessidades do canteiro de obras. A construção da usina propriamente dita teve início em 1949 e a inauguração ocorreu em 1955. A sua potência, de 180 MW, mais do que duplicava a capacidade total disponível no Nordeste, então da ordem de 110 MW [9].

No Rio Grande do Sul, até meados da década de 40, somente os maiores centros urbanos contam com serviços públicos de energia elétrica de padrão aceitável. No restante do estado os governos municipais e algumas empresas particulares tinham problemas com o fornecimento de energia elétrica, sem meios financeiros e recursos técnicos para resolvê-los adequadamente.

Até 1943 o fornecimento de energia elétrica foi equacionado em termos predominantemente municipais e locais com vistas exclusivamente ao atendimento das redes de maior rentabilidade, sem a desejável integração de sistemas, capaz de justificar a instalação

de fontes geradoras de maior porte e o estabelecimento de serviços técnicos mais convenientes.

Visando à racionalização da infraestrutura do Estado, em 16 de fevereiro de 1943 foi criada a Comissão Estadual de Energia Elétrica – CEEE –, com a finalidade de prever e sistematizar, em plano geral para todo o Estado, o aproveitamento do seu potencial hidráulico, com conexão com as reservas carboníferas.

Em setembro de 1948 entrou em operação a primeira usina inteiramente projetada e construída pela CEEE, a Hidrelétrica de Passo do Inferno, embora de apenas 1.500 kW, destinada a reforçar o fornecimento de energia elétrica às áreas industriais de São Leopoldo e Caxias do Sul [11].

O estado que mais avançou no desenvolvimento de iniciativas próprias para a produção de energia elétrica foi exatamente aquele que foi o pioneiro na implantação de hidrelétricas, Minas Gerais. O estado mineiro, liderado pelo governador Juscelino Kubitschek, visionário que juntamente com Getúlio Vargas seria um dos dois maiores estadistas do século 20, montou o mais exitoso programa de eletrificação estadual [6].

Em 1952, foi fundada a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG). No início de suas atividades a CEMIG se dedicou à construção das usinas hidrelétricas de Itutinga, Tronqueiras, Salto Grande e Cajurú, e dos respectivos sistemas de transmissão, totalizando quase 168.000 kW.

Nos primeiros dez anos de sua atuação a CEMIG transformou o panorama energético de Minas Gerais, atingindo 396.000 kW de potência instalada, o que multiplicava por 30 a capacidade inicial instalada em seu parque gerador [11].

A tendência à crescente participação estatal no setor elétrico foi reforçada no segundo governo do presidente Getúlio Vargas. Diante da ameaça de colapso do abastecimento de energia elétrica que rondava o país e considerando que as empresas estrangeiras não vinham

respondendo a contento ao aumento da demanda, Vargas encaminhou ao Congresso Nacional quatro projetos de lei diferentes, mas inter-relacionados. O primeiro instituía o Fundo Federal de Eletrificação (FEE) e o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), sendo aprovado em agosto de 1954, logo depois do suicídio do presidente. O segundo estabelecia critérios de rateio do imposto único entre a União, os estados e os municípios, sendo transformado em lei em novembro de 1956, já no governo Juscelino Kubitschek. O terceiro propunha o Plano Nacional de Eletrificação e jamais ultrapassou a fase inicial de discussão no Congresso Nacional. O quarto previa a criação da Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), como empresa pública de âmbito nacional, encarregada de Eletrificação, sob responsabilidade do governo federal.

O projeto da ELETROBRÁS demandou quase sete anos de debates no Congresso. Nesse período, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), fundado em maio de 1952, assumiu um papel de agente de coordenação do investimento público na área de energia elétrica, incluindo especialmente a administração dos recursos do FEE [8].

Em 3 de outubro de 1953, depois de uma campanha popular, o presidente Getúlio Vargas assinou a Lei 2004, que instituiu o monopólio estatal de pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados e criou a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás [7].

Ao ser instalada a Petrobrás, em maio de 1954, a produção nacional de petróleo, realizada exclusivamente na região do recôncavo baiano, havia atingido 2% do consumo nacional, e a capacidade de refino limitava-se a 5% da demanda, compreendendo uma refinaria particular, a Ipiranga, e uma estatal, a de Mataripe [9].

Marcando a segunda intervenção direta da União no campo da geração de energia elétrica, o governo Juscelino Kubitschek criou, em fevereiro de 1957, a Central Elétrica de Furnas com o objetivo precípua de promover o aproveitamento do potencial hidrelétrico do rio Grande, no trecho das corredeiras de Furnas, próximo à divisa de Minas Gerais com São

Paulo. A usina de Furnas despontou como a primeira central geradora do país com capacidade superior a 1.000 MW. Situado em ponto quase equidistante das três maiores capitais do Sudeste, o empreendimento foi concebido como peça-chave da interligação de sistemas elétricos até então isolados e da regularização do rio Grande, tendo em vista a otimização de seus recursos energéticos [8].

2.3 – A CRIAÇÃO DA ELETROBRÁS E A ESTATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A criação da ELETROBRÁS já estava prevista desde a década de 50, ainda no governo Vargas, quando o projeto de lei foi enviado ao congresso. Porém a aprovação do projeto só começaria a ser encaminhada após a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), em julho de 1960. Em 25 de abril de 1961, durante o governo Jânio Quadros foi sancionada a Lei 3.890-A, que autorizava a União a proceder à constituição da ELETROBRÁS. A empresa foi oficialmente instalada em 11 de julho de 1962, assumindo características de uma empresa *holding*, ancorada inicialmente em quatro subsidiárias: CHESF, FURNAS, CHEVAP e TERMOCHAR [8].

A partir de 1964, com a aquisição pela ELETROBRÁS, de todas as empresas do grupo AMFORP, tivemos o início de uma fase de nacionalização do setor elétrico. Fase essa que foi concluída em 1979, com a compra da LIGHT, encerrando a participação dessas duas empresas estrangeiras no setor elétrico nacional. Em seguida, as empresas que pertenciam a AMFORP e atuavam no âmbito estadual passaram para o controle de seus respectivos governos estaduais.

Foi criada pelo governo federal, em 1968, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (ELETROSUL), geradora no sul do país e, em 1973, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A. (ELETRONORTE), geradora no norte do país. Para consolidar o novo modelo estatal

foi promulgada, em 1973, a Lei de Itaipu, que entre outras medidas criou a Itaipu Binacional, passando o controle desta e daquelas empresas para a Eletrobrás, e consolidando seu papel como agência de planejamento, financiamento e *holding* federal no setor elétrico, atuando em todo o território nacional [12].

A crescente estatização do setor elétrico em meados da década de 1960 pode ser observada analisando-se a potência instalada das empresas privadas e públicas da época. Embora a LIGHT e a AMFORP tenham aumentado sua capacidade de geração, o fizeram em uma proporção substancialmente inferior ao aumento da demanda, resultado em uma queda significativa de sua parcela da potência instalada. A Tabela 3 indica que a parcela da potência instalada do setor privado caiu de 82,4%, em 1952, para 55,2%, em 1962, e para 33,6%, em 1965 [13].

Tabela 3 – Potência elétrica instalada por tipo de concessão (MW) – 1952/1962

Ano	Pública		Privada		Fornecimento Intra-Firma		Total	
	Energia	(%)	Energia	(%)	Energia	(%)	Energia	(%)
1952	135,6	6,8	1.635,5	82,4	213,17	10,8	1.984,8	100,0
1955	538,5	17,1	2.248,4	71,4	361,6	11,5	3.148,5	100,0
1958	824,5	20,6	2.742,8	68,7	425,8	10,7	3.993,1	100,0
1960	1.098,9	2,9	3.182,2	66,3	519,0	10,8	4.800,1	100,0
1962	1.791,9	31,3	3.161,4	55,2	775,5	13,5	5.728,8	100,0
1965	4.048,0	54,6	2.486,2	33,6	876,8	11,8	7.411,0	100,0

Fontes: PANORAMA [14] e POLÍTICAS [15]

Em 1973, durante a gestão do presidente Geisel, os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP promoveram o denominado “primeiro choque do petróleo”. O preço médio do barril saltou de US\$ 2,48 em 1972 para US\$ 11,58 em 1974 e US\$ 13,60 em 1978. Apesar dessa alta no preço, a demanda por petróleo seguiu aumentando na economia brasileira, atingindo o máximo de participação no Balanço Energético Nacional – BEN em 1978, com 51,2%. Somente a partir de 1979, com o “segundo choque do petróleo”, quando os preços dessa *commodity* elevaram-se para mais de US\$ 30 por barril, percebe-se o declínio na participação desse energético no BEN e da dependência externa [16]. Um dos

fatores que contribuíram com tal diminuição foi o incentivo dado à exploração *off-shore* em águas profundas. No período de 1973 a 1986, a produção nacional de petróleo saltaria de 175 mil barris dia em 1973 para 593 mil barris, quando já então correspondia à metade do consumo nacional [6].

2.4 – O INÍCIO DA PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E O RACIONAMENTO

No fim da década de 80, visando reduzir a presença do Estado como agente econômico direto e a interferência política na administração pública, começa a tomar corpo a idéia de privatização. Era questionada na época a capacidade dos governos estaduais de promoverem os recursos para investimentos necessários, e como agravante o país ainda passava por um profundo desequilíbrio financeiro no setor de energia elétrica [9].

Em 1995, as empresas controladas pela ELETROBRÁS foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização que orientava a privatização dos segmentos de geração e distribuição [17]. No mesmo ano ocorreu a primeira privatização do setor elétrico, com a venda de 51% das ações da ESCELSA, empresa de serviços públicos subsidiária da ELETROBRÁS que atuava na geração, transmissão e distribuição de energia, e cobria 90% do estado do Espírito Santo. A LIGHT foi privatizada no ano seguinte, em 21 de maio de 1996. Pouco mais de 54% de suas ações foram vendidas em um leilão na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro por um total de US\$ 2,3 bilhões. Foi a maior venda desde o início do programa de privatização do Brasil, em 1990 [13].

O Brasil vivenciaria uma nova crise de energia elétrica alguns anos depois, em 2001, crise essa acentuada pelas condições hidrológicas desfavoráveis verificadas no Sudeste e Nordeste. Com a gravidade da situação o governo cria em maio do mesmo ano a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE. Em junho foi implantado o programa de

acionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, sendo implantado na região Norte em agosto. O racionamento só viria a ter fim no ano seguinte [17].

3 SITUAÇÃO ATUAL

3.1 – CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Atualmente a geração de energia elétrica no Brasil consiste basicamente em três fontes: Hidroelétrica, Termoelétrica e Nuclear. A energia hidroelétrica, que conforme visto anteriormente, começou a ser adotada no início do século XIX, corresponde a aproximadamente 77% da capacidade total instalada no país. A energia térmica por sua vez representa aproximadamente 21% , enquanto o restante está distribuído entre energia nuclear e outras fontes [18]. Pode-se observar na Figura 2 a diferença entre as principais fontes de geração de energia no país, observando que, apesar do relativo crescimento de fontes nucleares e térmicas a partir da década de 80, as usinas hidrelétricas (UHE) ainda representam a maior parte da capacidade instalada, crescendo a uma taxa quase constante ao longo das últimas duas décadas.

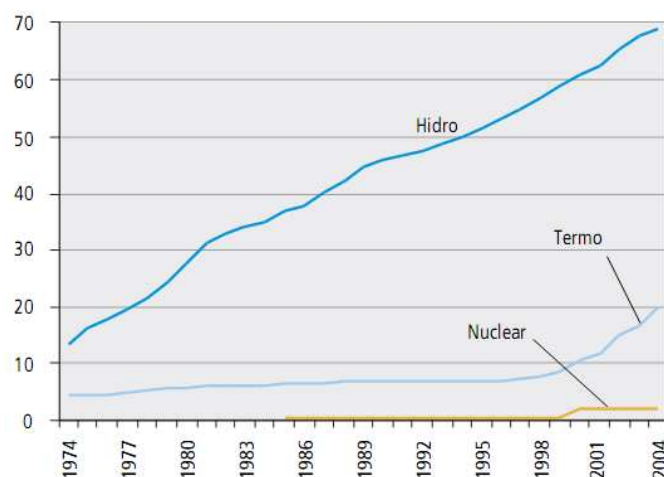


Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de geração (GW)

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA [18]

A geração hidrelétrica no Brasil é constituída essencialmente de grandes empreendimentos, conforme indicado na Tabela 4. As 23 centrais hidrelétricas com

capacidade de geração superior a 1.000 MW correspondem a 71,4% da capacidade instalada no país, enquanto os 337 empreendimentos com potência igual ou inferior a 30 MW representam apenas 2,4% da capacidade instalada [19].

Tabela 4 – Distribuição das UHEs em operação por faixa de potência – jan. 2002

Faixa de Potência (MW)	Nº de Usinas	Potência (MW)	Potência (%)
Até 30	337	1.509	2,4
De 31 a 100	29	1.667	2,7
De 101 a 500	36	9.219	14,9
De 501 a 1.000	8	5.365	8,7
Acima de 1.000	23	44.290	71,4
Total	433	62.020	100,0

Fonte: ANEEL [19]

3.2 – QUESTÕES REFERENTES ÀS HIDRELÉTRICAS DE GRANDE PORTE

3.2.1 – Impactos ambientais

Segundo o MME [18], a fonte hidrelétrica possui grande vantagem competitiva no país, por se tratar de um recurso renovável e passível de ser implementada e atendida pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e serviços nacionais. Também segundo a mesma fonte, por possuir uma das legislações ambientais mais exigentes do mundo, o Brasil é capaz de garantir construções de hidrelétricas que seguem os requisitos de um desenvolvimento sustentável. Destaca-se nesse sentido a realização de vários estudos de Avaliação Ambiental Integrada em diversas bacias com o objetivo de identificar e avaliar os efeitos sinérgicos e cumulativos resultantes dos impactos ambientais ocasionados pelo conjunto de aproveitamentos hidrelétricos em uma bacia hidrográfica.

Segundo LIMA [20] (apud NOGUEIRA [21]) os impactos ambientais gerados pela construção de UHEs durante muito tempo foram ignorados pelo governo, ganhando alguma relevância apenas a partir de 1970, quando instituições financeiras internacionais passaram a

condicionar a concessão de empréstimos para a construção dos empreendimentos à realização de estudos de impactos ambientais.

Pode-se dividir os efeitos negativos decorrentes da construção de grandes barragens em duas classes: imediatos e mediatos, que estão relatados na Tabela 5 a seguir. Os efeitos imediatos são aqueles que podem ser visualizados imediatamente, no início da implementação do projeto, enquanto os mediatos são os sentidos após o enchimento do reservatório [20].

Tabela 5 – Impactos decorrentes da construção de grandes barragens

Efeitos imediatos	Efeitos mediatos
Deslocamento da população atingida.	Proliferação de insetos dos tipos de águas paradas, que transmitem doenças como, por exemplo, a malária e a dengue.
Submersão de vastas áreas de terras, geralmente férteis.	Há risco de desmoronamento de diques em razão da infiltração da água e de rompimento de barragens por falta de manutenção.
Destruição da fauna e da flora decorrente do enchimento do reservatório.	O rio perde força a jusante. O volume de água que chegava ao mar diminui e, com isso, o mar avança em sua foz, causando erosão em suas margens e alterando a quantidade de sais da água. A quantidade de peixes diminui, pois a barragem interfere na migração dos cardumes e na piracema, podendo levar algumas espécies à extinção. A decomposição da vegetação submersa pelo enchimento do reservatório libera gases de efeito estufa que contribuem para o aquecimento global.

Fonte: LIMA [20]

Talvez de todos os impactos, o mais significativo seja justamente o que atinge as populações ribeirinhas, que precisam ser deslocadas. As usinas hidrelétricas construídas até hoje no Brasil resultaram em mais de 34.000 km² de terras inundadas para a formação dos reservatórios, atingindo de cerca de 200 mil famílias, que precisaram ser deslocadas [22].

3.2.2 – Licenciamento ambiental

Como uma forma de controle por parte do governo, visando a diminuição ou a prevenção da ocorrência de tais impactos ambientais nos últimos anos foi dada uma maior atenção à questão do licenciamento ambiental.

LIMA afirma que a partir de 2003, com o novo modelo do setor elétrico, determinou-se que projetos de hidrelétricas e linhas de transmissão fossem oferecidos à licitação já com o estudo de viabilidade técnico-econômica concluído e a Licença Prévia (LP) concedida. A autora cita a Lei n.º 10.847/2004222, que dispõe sobre a criação da Empresa Pública de Energia (EPE), que possui entre outras atribuições, realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos e obter a LP ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. LIMA faz uma comparação com o modelo antigo, no qual, segundo ela, as concessões de aproveitamentos hidrelétricos eram realizadas sem a obrigatoriedade de avaliações ambientais prévias.

Um exemplo apresentado por LIMA foi o do aproveitamento hidroelétrico de Barra Grande (RS) cuja licitação ocorreu em 2001, antes da definição do novo modelo do setor elétrico. Quando o potencial hidrelétrico foi leiloadado, a empresa responsável pelos estudos de viabilidade da usina já havia obtido do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) a licença ambiental prévia, apesar de os procedimentos técnicos e ambientais não terem sido realizados paralelamente. Em outras palavras, os procedimentos prévios à construção não foram realizados com o objetivo de definir a localização da usina levando em consideração questões técnicas relativas ao aproveitamento hidrelétrico e as características ambientais da área. O meio ambiente e a população atingida foram tomados como elementos externos ao empreendimento, que deveriam ser administrados a fim de não se constituírem em obstáculos à construção da obra.

3.3 – ALTERNATIVAS SUSTENTÁVEIS

Vistos os problemas decorrentes da construção das UHEs, torna-se necessária uma busca por alternativas complementares à energia hidroelétrica para compor a geração de energia elétrica no país. Sendo o Brasil um país rico em recursos hídricos, não faria sentido abrir mão da produção hidroelétrica, tais alternativas visam uma diminuição da necessidade de construção de grandes centrais hidroelétricas, e igualmente uma diminuição dos impactos sócio-ambientais decorrentes de empreendimentos na área energética.

BERMANN [22] apresenta algumas propostas para uma política energética sustentável, entre elas: a repotenciação das usinas hidrelétricas, a redução nas perdas de transmissão e distribuição de eletricidade e a adoção de fontes renováveis de oferta energética.

Segundo o mesmo autor, há uma estimativa de que, com a reabilitação, a reconstrução ou reparos nas usinas hidrelétricas existentes, que operam a mais de 20 anos, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) possa alcançar um acréscimo de potência da ordem de 6.800 a 8.000 MW.

Há casos em que a simples motorização de algumas dessas usinas, a custos menores do que a de novas construções de usinas, já seria suficiente para aumentar significativamente a geração de energia. Um exemplo citado por BERMANN é a usina de Xingó, que foi projetada para abrigar 10 turbinas de 500 MW, mas que opera com apenas 6. São 2.000 MW que poderiam ser acrescentados se as outras 4 turbinas que eram previstas fossem instaladas.

Já em relação às perdas com transmissão e distribuição, estima-se que o SEB apresente perdas na ordem de 15%, o que está além dos 6%, considerado como padrão internacional. Um melhor isolamento nas linhas e a substituição de equipamentos antigos ou defeituosos, como os transformadores, já seria suficiente para reduzir esse valor, que se

atingisse o padrão internacional de 6% de perdas iria gerar um acréscimo de disponibilidade de energia elétrica de cerca de 33 milhões de MWh (equivalente ao que produz durante um ano uma usina hidrelétrica de 6.500 MW de potência instalada) [22].

Quanto à adoção de fontes renováveis, BERMANN cita que é proposta uma meta de 3.000 MW de potência proveniente de energia eólica e realça um potencial instalável no Brasil de 29.000 MW. Também é considerada a participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) como uma alternativa ao incremento da capacidade instalada. É estimado pelo autor que um terço do potencial identificado de 9.800 MW possa ser instalado em curto prazo, não ignorando a necessidade de uma consulta prévia à população atingida e a concordância por parte da mesma.

Pode-se citar ainda entre as possibilidades de fontes renováveis a energia solar. De acordo com ZILLES [23], em relação à energia solar fotovoltaica, a capacidade instalada no Brasil gira em torno de 12 MW.

Ainda segundo ZILLES a taxa média de crescimento do mercado mundial de energia fotovoltaica na década de 90 foi 20% e, entre 2000 e 2001, superou os 40%, ultrapassando a marca de 300 MW de produção de módulos fotovoltaicos por ano. Tal crescimento pode ser atribuído a programas de incentivo à expansão das energias renováveis que visam reduzir a emissão de gases de efeito estufa.

Entre os programas do governo na área de energia solar pode-se citar o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), que pretende instalar 50 MWp nos próximos anos, com uma política de disseminação de painéis fotovoltaicos. Também pode-se citar o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), ligado ao MME e ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) que tem como objetivo levar para comunidades rurais isoladas iluminação pública, bombeamento

d'água e energia elétrica, utilizando para isso energia renovável, principalmente solar fotovoltaica – 6 MWp em 2004 [24].

4 A ENERGIA SOLAR

4.1 – RADIAÇÃO SOLAR

O Sol pode ser visto como um enorme reator de fusão nuclear, que converte hidrogênio em hélio a uma taxa de 4 milhões de toneladas por segundo. Ele irradia energia em virtude da alta temperatura em sua superfície, em torno de 6000 °C [25].

É estimado que, do fluxo energético total enviado pelo Sol sobre a Terra, 35% seja refletido de volta ao espaço, 18% seja absorvido pela atmosfera e 47% atinja o solo. Se considerarmos apenas a parcela que atinge o solo, a Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial nesse período.

Apesar de ser relativamente alta a parcela de energia solar recebida, ela não está totalmente disponível para atender às necessidades humanas, uma vez que parte é utilizada para manter os processos naturais e vitais do planeta. De uma forma geral, da parcela de energia solar que atinge a Terra, 30% é destinado para evaporação das águas, 0,9% para a síntese clorofiliana, 0,3% para a produção de ventos e correntes marítimas e o restante é emitido pela Terra sob a forma de radiações térmicas para compensar a energia recebida do Sol [26].

A energia solar total incidente sobre a superfície terrestre depende da latitude, da hora do dia e dia do ano. A quantidade de radiação solar em determinada região é afetada pela inclinação de aproximadamente 23,5° do eixo de rotação da Terra e pela trajetória elíptica de translação da Terra ao redor do Sol, como pode ser visto nas Figuras 3 e 4.

Nos meses de março e setembro, em que a Terra se encontra mais próxima ao Sol, há uma maior irradiação sobre o planeta. Sendo observado que durante o verão em um

hemisfério essa radiação atinge a superfície de forma perpendicular, enquanto a superfície do outro hemisfério é atingida de forma oblíqua pelos raios.

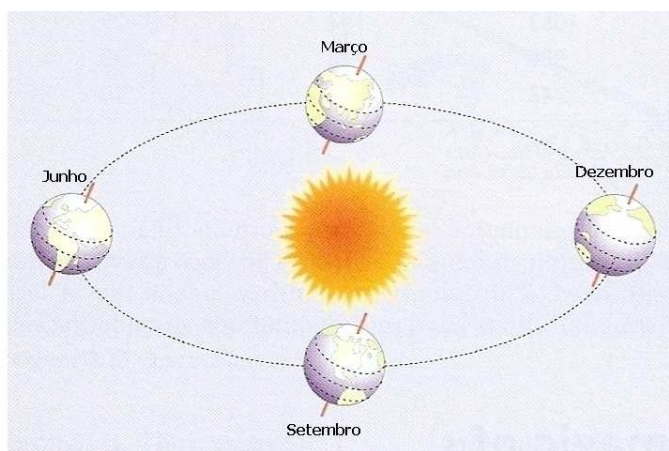


Figura 3 – Representação do movimento da Terra em torno do Sol

Fonte: BOYLE [25]

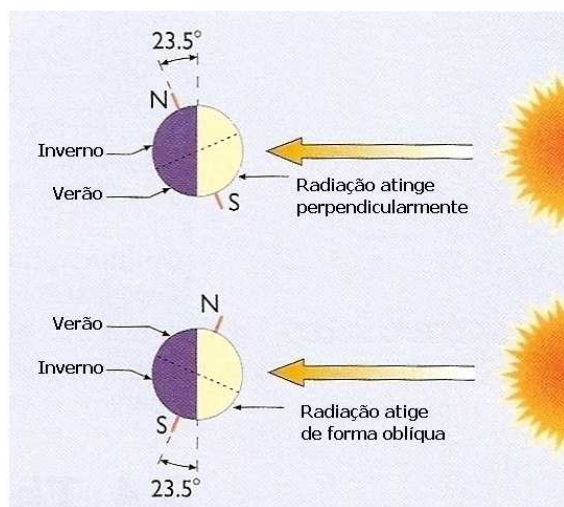


Figura 4 – Incidência dos raios solares em diferentes épocas do ano

Fonte: BOYLE [25]

4.2 – RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL E NO RIO GRANDE DO SUL

O aproveitamento da energia solar exige o conhecimento das componentes direta e difusa da sua radiação local. Por esta razão é necessário medir a radiação e a insolação. A radiação é medida através de piranômetros, que fazem o registro da energia solar que incide em todo o hemisfério celeste. Já a insolação é medida por heliógrafos, que determinam a duração da radiação solar direta no período de tempo considerado [1].

Em 2000, foi lançado o Atlas Solarimétrico do Brasil, o projeto foi uma iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e da CHESF, em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), sob a coordenação de Tiba. Representando um dos mais recentes esforços na avaliação da disponibilidade de radiação solar no país, o mapa foi confeccionado tendo como referência mapas do Brasil elaborados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e a partir da interpolação de dados obtidos por estações solarimétricas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) dispostas em vários pontos do país chegou-se ao mapa apresentado na Figura 5 a seguir [27].

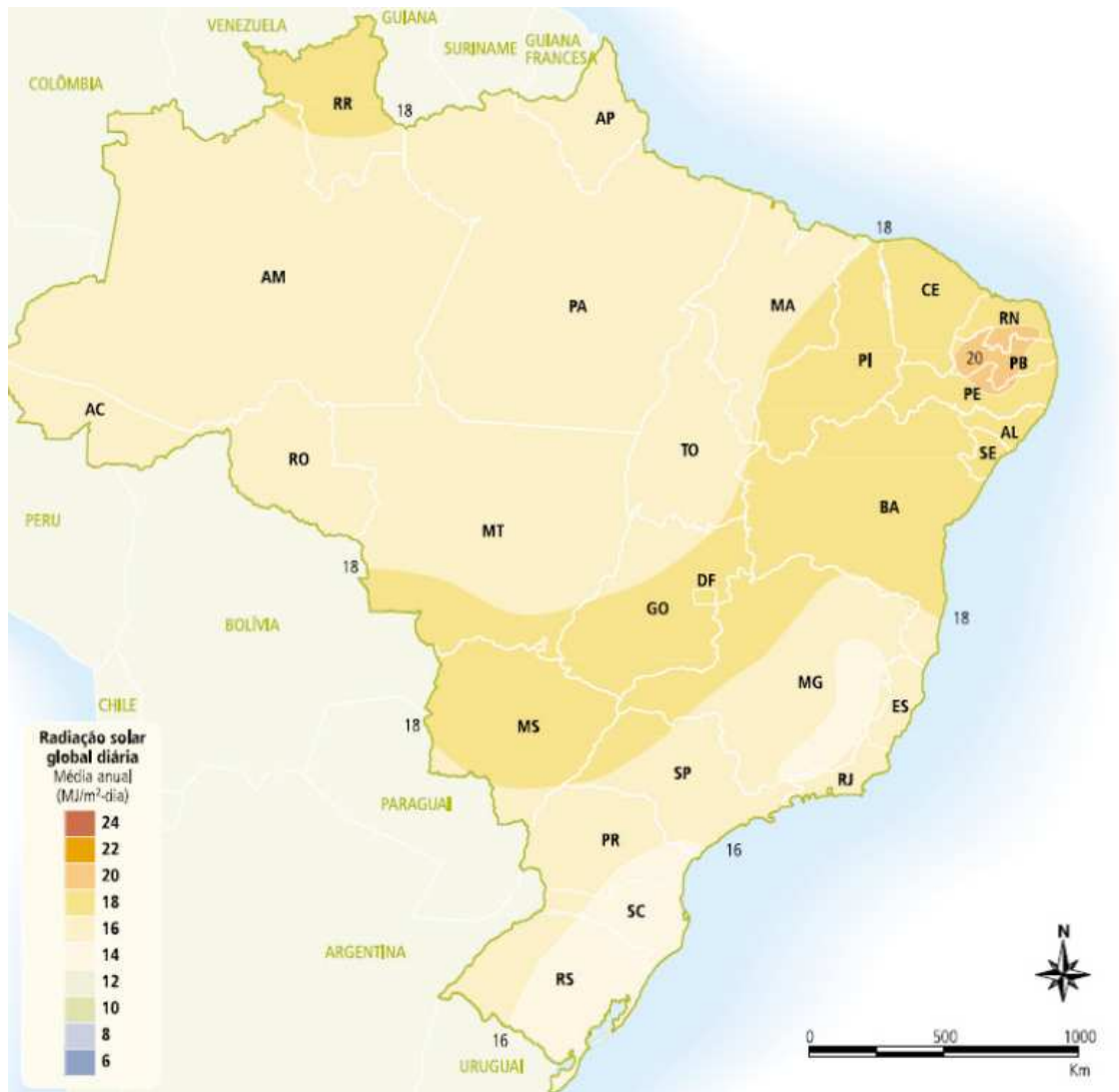


Figura 5 – Radiação solar global diária - Média anual típica (MJ/m²·dia)

Fonte: TIBA [28]

Segundo KRENZINGER [29], apesar de os mapas de irradiação solar disponíveis serem apresentados geralmente para uma superfície horizontal, é mais realístico observar a irradiação solar com um plano inclinado com ângulo igual ao da latitude local. Ao analisar esses dados observa-se que todo o território brasileiro é apto a receber instalações de conversão de energia solar, sendo que um valor médio anual entre 4,7 e 5,7 kWh/m² abrange a quase totalidade do território. Há diferenças significativas entre o sul e o norte, mas a radiação solar captada por mais tempo no verão compensa essa diferença na média anual.

Considerando a extensão de aproximadamente 8,5 milhões de km², a energia solar recebida ultrapassa 15 milhões de TWh por ano.

Dentre os trabalhos realizados para base de dados de radiação solar no Rio Grande do Sul pode-se citar o de PIANEZZOLA [27], que realizou uma análise da irradiação solar utilizando o chamado *Modelo Isotrópico*, no qual considerou a inclinação do módulo fotovoltaico de 45°. A Figura 6 mostra o resultado obtido para a radiação solar anual no estado do Rio Grande do Sul.

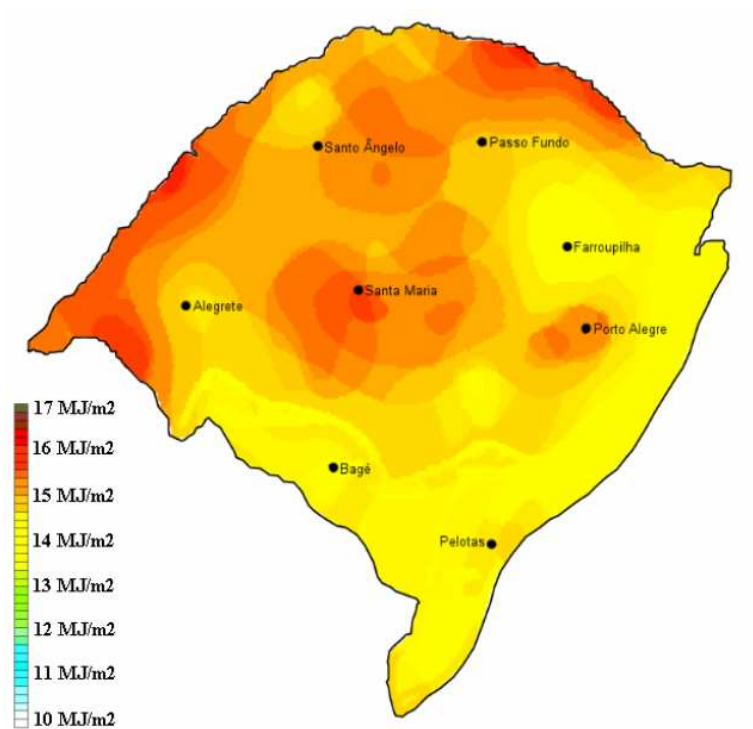


Figura 6 – Radiação solar inclinada a 45° Anual

Fonte: PIANEZZOLA [27]

4.3 – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.3.1 – Sistemas fotovoltaicos

Pode-se classificar os Sistemas Fotovoltaicos (FV) em três categorias principais: isolados, híbridos ou conectados à rede [30]. Uma representação de um *sistema isolado* é mostrada na Figura 7. Nesse tipo de sistema a energia gerada nos módulos fotovoltaicos é armazenada nas baterias, a carga das baterias é monitorada por um controlador de carga, responsável por garantir a máxima transferência de energia do arranjo fotovoltaico. Para o caso de cargas de corrente alternada (CA) se faz necessário também o uso de um inversor.

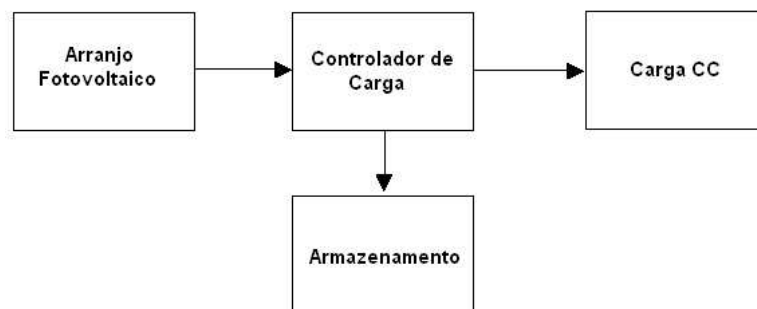


Figura 7 – Sistema isolado com carga de corrente contínua com armazenamento

Fonte: CRESESB [30]

Segundo o MME [1], os sistemas isolados tiveram ampla penetração no Brasil, totalizando 30.103 sistemas. São destacados dentre os programas desenvolvidos pelo governo o projeto PRODUZIR, que a partir de recursos do Banco Mundial realiza a eletrificação de domicílios, com 11.000 sistemas de 50 W de potência média, e o PRODEEM, do MME, agora incorporado ao programa Luz para Todos, com quase 9.000 sistemas com potência média de 535 W para escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento de água, etc.

Os *sistemas fotovoltaicos conectados à rede* são formados basicamente por: gerador fotovoltaico e inversor. Neste caso não há um elemento de armazenamento de energia, pode-se considerar que a rede elétrica da concessionária é o elemento armazenador, pois toda a energia gerada é colocada em paralelo com a energia da rede, e no caso de a demanda da carga ser menor que a geração, a rede absorve o excedente e a distribui para outros pontos de consumo, bem como se a energia gerada é menor que a demanda ou se não há energia gerada, a concessionária supre a carga [31]. Uma representação de um sistema conectado à rede é mostrada na Figura 8.



Figura 8 – Sistema conectado á rede

Fonte: CRESESB [30]

Pode-se citar como um exemplo de sistema fotovoltaico conectado à rede, o sistema instalado na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O sistema, com superfície total de aproximadamente 40 m², foi montado com uma inclinação igual á latitude local (27°), orientado para o norte geográfico. A instalação, construída em 1997, no seu primeiro ano de operação gerou uma quantidade de energia superior a 2,5 MWh, o suficiente para abastecer uma residência urbana média ao longo de um ano [32].

Os *sistemas híbridos* por sua vez são aqueles que, estando desconectados da rede elétrica, possuem mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, uma combinação: gerador Diesel, turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos [30]. Um exemplo de sistema FV híbrido e apresentado na Figura 9.

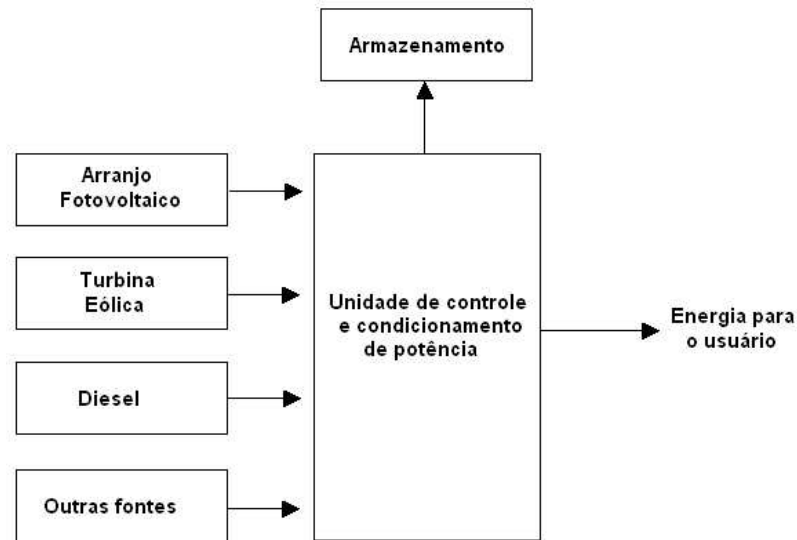


Figura 9 – Exemplo de um sistema híbrido

Fonte: CRESESB [30]

Para o estudo da implantação de iluminação pública com energia solar que é desenvolvido neste trabalho são considerados apenas os sistemas isolados.

4.4 – ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Os sistemas termo-solares são utilizados em várias aplicações. A aplicação mais comum é a utilização em sistemas de aquecimento de piscinas e sistemas de aquecimento de água em edificações mono ou multifamiliares [2].

O aproveitamento de energia solar térmica tem se mostrado como uma solução técnica e economicamente viável para os problemas de redução do consumo de energia elétrica no setor residencial brasileiro, proporcionando a modulação da curva de carga das concessionárias do país, de forma que, uma utilização intensiva em substituição a chuveiros elétricos pode ser entendida como *geração virtual de energia elétrica* [4].

4.4.1 – Sistemas de aquecimento de água

Os sistemas de aquecimento solar mais utilizados para aquecimento de água são compostos basicamente de um coletor solar, reservatório e componentes, que englobam uma fonte auxiliar de energia e uma rede de distribuição de água quente. A necessidade de um reservatório se deve ao fato de a demanda por água quente não coincidir, na maioria das aplicações, com o período de insolação. No capítulo 5 serão analisados cada um dos componentes citados.

Podemos ter nos circuitos hidráulicos entre os coletores e o reservatório duas formas de circulação de água: natural (também conhecida como termossifão) ou por um sistema de bombeamento (forçada).

O fluxo natural ocorre pela variação da massa específica da água. Quando aquecida, a água possui uma massa específica mais baixa, ocupando posições mais elevadas no circuito hidráulico, enquanto as posições inferiores são ocupadas pela fração de água com temperaturas mais baixas, e portanto, de massa específica maior. O gradiente de temperaturas e conseqüente gradiente de massas específicas resultam em uma circulação natural através dos coletores que é chamada de circulação por termossifão. Quando a circulação ocorre por termossifão, o sistema é classificado como passivo e quando a circulação ocorre por bombeamento, é classificado como ativo. Em regiões de temperaturas muito baixas, onde o risco de congelamento da água é elevado, utiliza-se o etileno-glicol e o propileno-glicol como fluidos refrigerantes [34]. Nesse caso o fluido refrigerante é utilizado no circuito do coletor e um trocador de calor no reservatório para aquecer a água de consumo. O sistema que utiliza o fluido refrigerante é classificado como indireto [33]. A Figura 10 a seguir ilustra dois tipos de combinações dessas classificações.

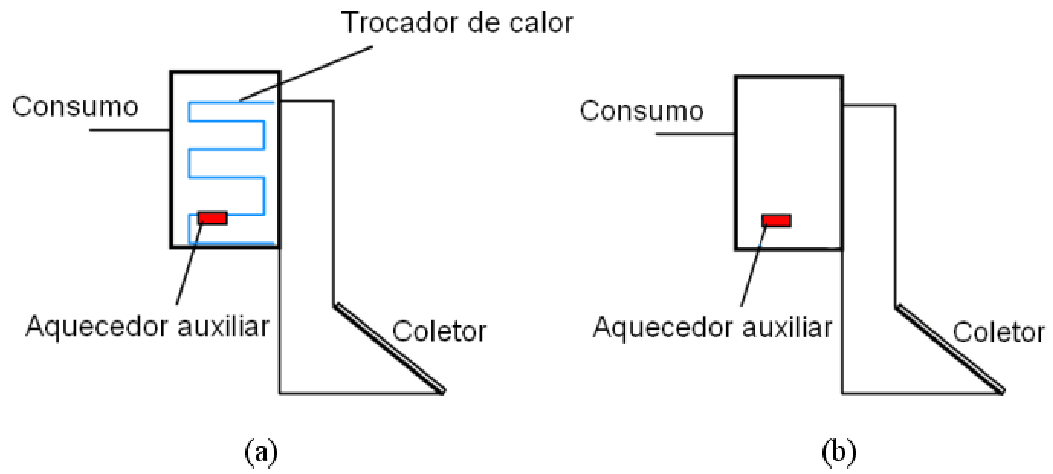


Figura 10 – (a) Sistema passivo indireto e (b) Sistema passivo direto

O presente trabalho utilizará um sistema ativo direto com aquecedor auxiliar interno.

5 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO E TÉRMICO

5.1 – ARRANJO FOTOVOLTAICO

5.1.1 – Baterias

As baterias são formadas por quatro elementos básicos: um ânodo, um cátodo, o eletrólito e um separador [35]. Uma representação genérica de uma bateria é mostrada na Figura 11, onde também são ilustrados os modos de carga e descarga.

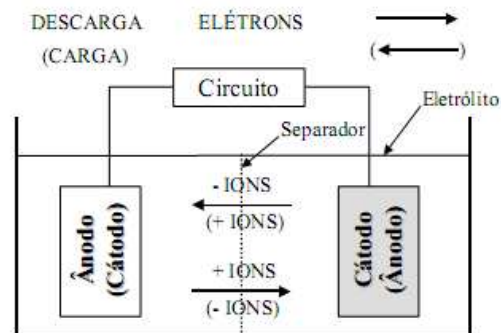


Figura 11 – Elementos de uma célula recarregável

Fonte: MINEIRO [35]

5.1.1.1 – Classificação das baterias

Segundo o tipo de célula que compõe uma bateria, ela pode ser classificada como *recarregável* ou *não-recarregável*. O primeiro tipo é adequado para aplicações em que se requer fontes de energia de baixa potência, como relógios, calculadoras, etc. O segundo em aplicações de longos períodos de tempo, como nos sistemas fotovoltaicos [36].

Segundo sua aplicação, as baterias podem ser classificadas como: automotivas, tracionárias e estacionárias.

As **baterias automotivas** são usadas principalmente para ignição ou partida em motores de automóveis. Neste caso uma elevada corrente é necessária por um curto intervalo

de tempo. Baterias com esse fim possuem placas muito finas, 1mm em média, com uma área grande, projetadas para não descarregarem mais do que 1 a 5% da capacidade total. Descargas de 80% podem levá-las a completa danificação em 30 a 50 ciclos.

Como essas baterias são desenvolvidas para veículos, e o eletrólito esta em constante movimentação, não são adotadas medidas para evitar o processo de sulfatação, que se caracteriza pela recristalização dos finos cristais de PbSO_4 em grânulos de PbSO_4 que ocorre na bateria após longos períodos de baixo estado de carga. Este tipo de bateria é descartado para projetos fotovoltaicos, visto que nesses projetos as baterias operam estacionárias [35].

Já as **baterias tracionárias** são utilizadas para veículos de tração, como empilhadeiras elétricas, e são projetadas para operar em ciclos profundos e repeditos de carga e descarga, de forma que possam perder várias vezes até 80% da carga. As baterias tracionárias possuem placas internas muito mais espessas que as automotivas, com cerca de 4,2 mm, e, devido aos ciclos de carga e descarga, e a grande perda do seu eletrólito, ela precisa de constante manutenção, de forma que freqüentemente se torna necessário adicionar água destilada para completar o eletrólito. Comercialmente, só são encontradas como baterias de grande volume e tensões de no mínimo 48 V, sendo geralmente fabricadas sob encomenda. Devido a esses fatores ela se torna pouco atrativa para outros usos, como o em sistemas fotovoltaicos [35].

As **baterias estacionárias**, de uma maneira geral são um meio termo entre as anteriormente descritas, possuindo placas mais grossas do que as baterias automotivas e mais finas do que uma bateria tracionária. Como esta bateria é projetada para trabalhar em local fixo e sem movimentação do eletrólito, na sua construção leva-se em conta a minimização da sulfatação [35 apud 37].

Dentre as baterias estacionárias, cabe destacar para o uso em sistemas fotovoltaicos as com válvula de permeabilidade seletiva, que ameniza a perda de eletrólito em temperaturas

elevadas, o que conseqüentemente eleva a vida útil da bateria. Tais baterias também são recomendadas pela necessidade de eletrodos espessos, que suportem uma profundidade de descarga maior e constante.

5.1.1.2 – Tipos de baterias recarregáveis

Dentre as principais tecnologias de baterias recarregáveis, pode-se citar as de chumbo-ácido (Pb-ácido) e as de níquel-cádmio (NiCd).

A **bateria de chumbo-ácido** é a mais utilizada para armazenamento de energia nos sistemas fotovoltaicos, absorvendo mais de 90% do mercado, devido principalmente a sua grande disponibilidade no mercado e ao seu baixo custo em comparação com outros tipos de baterias [3].

As células de chumbo-ácido utilizam dióxido de chumbo (PbO_2) como eletrodo no pólo positivo e chumbo metálico (Pb), numa estrutura porosa altamente reativa, eletrodo no pólo negativo. Ambos são imersas em uma solução com 36% de ácido sulfúrico (H_2SO_4) e 64% de água, que comporta-se como o eletrólito, permitindo a condução de elétrons [30], [36].

Existem baterias de chumbo-ácido com alta e com baixa profundidade de descarga, propriedade que define o percentual de descarga que uma bateria pode fornecer sem que seja comprometida a sua vida útil. As de baixa profundidade de descarga são empregadas principalmente em automóveis, enquanto as de alta profundidade de descarga são as mais indicadas para sistemas fotovoltaicos [3].

Uma desvantagem da bateria de chumbo-ácido em relação às outras tecnologias de baterias é que elas possuem uma densidade de energia menor, não sendo práticas para aplicações onde se requer muita energia, o que não é o caso do sistema fotovoltaico em questão.

Na Tabela 6 é apresentado um resumo das principais características das baterias chumbo-ácido.

Tabela 6 – Resumo das características da bateria chumbo-ácido

<i>Características</i>	<i>Valores</i>
Custo (US\$/Wh)	65-196
Eficiência (%)	80-94
Taxa de auto descarga (%/mês)	1-4
Vida útil	100-1500 ciclos (3-15 anos)
Capacidade (Ah)	5-6000
Potência	Até 10 MW
Densidade de energia (Wh/Kg)	35-40

Fonte: IMHOFF [3]

Comparadas com as baterias de chumbo-ácido, as **baterias de níquel-cádmio** possuem menor susceptibilidade à variação de temperatura, suportando um regime de trabalho em temperaturas mais elevadas. Estas baterias também possuem vida útil e densidade de energia maior, devido ao fato de o material das placas ser feito de aço sólido, o que o torna relativamente imune aos agentes químicos que o cercam, mantendo inalterada a integridade mecânica e condutividade elétrica por toda sua vida útil [35].

Já a bateria de níquel-cádmio possui algumas desvantagens significativas, tais como a redução da capacidade de recarga, que é ocasionada pelo “efeito memória”, que ocorre quando uma célula é parcialmente descarregada e em seguida é carregada por um longo período, excedendo o limite da energia removida durante a descarga parcial. Para solucionar este problema, são utilizados na carga de uma bateria de níquel-cádmio carregadores ditos “inteligentes”, os quais possuem dispositivos para descarga antes da recarga, bem como um sistema aperfeiçoado de monitoração de carga, o que eleva o custo.

Outras desvantagens são a pouca variação da tensão e do peso específico do eletrólito durante a descarga, o que torna difícil determinar o seu estado de carga apenas monitorando a tensão, dificultando o projeto de seu carregador, e a sua toxicidade. O cádmio é um metal altamente tóxico, cujo uso vem sendo questionado por razões ambientais [30], [35].

A Tabela 7 apresenta um resumo das principais características das baterias de níquel-cádmio.

Tabela 7 – Resumo das características da bateria níquel-cádmio

<i>Características</i>	<i>Valores</i>
Custo (US\$/Wh)	290-4180
Eficiência (%)	60-83
Taxa de auto descarga (%/mês)	5-40
Vida útil	300-3000 ciclos
Capacidade (Ah)	Até 350
Potência	1-100 kW
Densidade de energia (Wh/Kg)	40-1300

Fonte: IMHOFF [3]

Considerando essa breve análise feita a respeito dos tipos principais de baterias em conjunto com os dados apresentados nas Tabelas 6 e 7, optou-se pela bateria de chumbo-ácido para o projeto em questão.

5.1.2 – Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é a unidade básica do sistema fotovoltaico, e é composto por células fotovoltaicas conectadas em série ou em paralelo. A face do módulo que recebe radiação solar é coberta por um material transparente, podendo este ser vidro temperado, plástico ou resina de silicone. Os lados restantes são cobertos com materiais planos que fornecem proteção para os módulos. Por fim é instalada uma estrutura metálica para facilitar a montagem, normalmente composta por alumínio anodizado. A Figura 12 ilustra o corte de um módulo fotovoltaico.

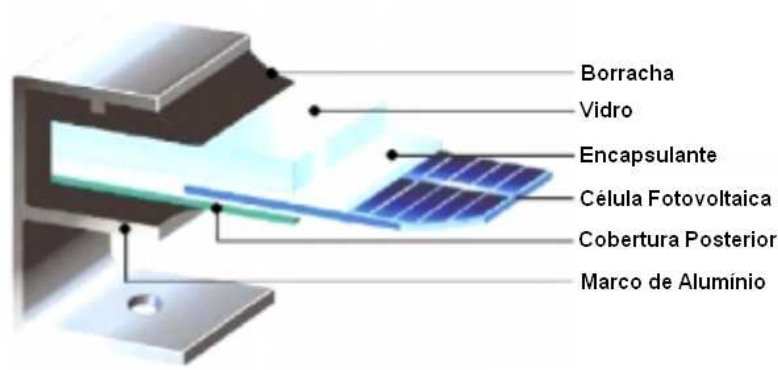


Figura 12 – Corte de um módulo fotovoltaico

Fonte: VERA [36]

5.1.2.1 – Célula fotovoltaica

Cada célula fotovoltaica isoladamente tem a capacidade reduzida de produção de energia elétrica, tipicamente 1,5 W, correspondente a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A. Em um módulo fotovoltaico típico cerca de 30 a 36 células são ligadas em série, resultando em tensão suficiente para alimentar uma bateria de 12 V [36] [3].

Uma célula fotovoltaica, fabricada a partir do silício e dopada com impurezas do tipo p ou do tipo n, tem o princípio de funcionamento e as propriedades elétricas semelhantes à de um diodo comum [3]. A Figura 13 ilustra duas situações diferentes: a primeira representa a célula fotovoltaica iluminada pela luz solar e na segunda a célula não iluminada.

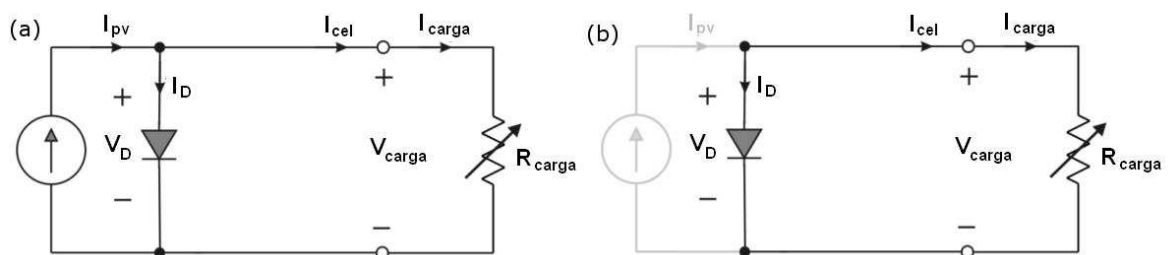


Figura 13 – Representação da célula fotovoltaica em analogia com o diodo (a) sob efeito da radiação solar e (b) sem irradiação solar incidindo na célula fotovoltaica.

Observa-se que na situação ilustrada na Figura 13(a), que a célula pode ser representada como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. A fonte de corrente

produz uma corrente I_{pv} que é proporcional a radiação solar incidente. Na segunda situação, ilustrada na Figura 13(b), a célula se resume a um diodo apenas, não sendo gerada nenhuma corrente I_{pv} . A Figura 14 mostra a curva característica da célula nas duas situações, considerando o funcionamento análogo ao de um diodo.

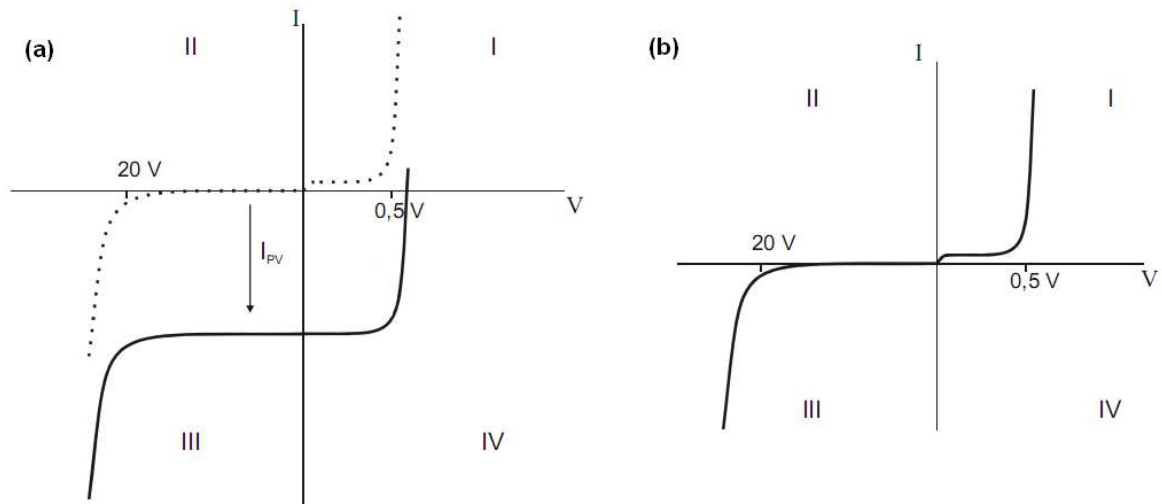


Figura 14 – Curva característica da célula fotovoltaica representada como um diodo (a) irradiada com luz solar e (b) sem radiação solar

Fonte: IMHOFF [3]

Observa-se que na situação ilustrada na Figura 14(a), a curva de polarização do diodo, é deslocada na direção de polarização inversa pela magnitude da corrente I_{pv} . Na Figura 14(b) é representada a mesma curva sem a influência da radiação solar.

O circuito representado anteriormente é conhecido como *circuito equivalente simplificado*. Um outro circuito utilizado para representar o funcionamento de uma célula fotovoltaica de maneira mais precisa é representado na Figura 15. A diferença entre este circuito e o equivalente simplificado é a consideração do efeito da corrente de fuga inversa do diodo (representado pela adição da resistência R_{pm} em paralelo, referente à resistência da junção pm), e da queda de tensão quando os portadores de carga migram do semicondutor

para os contatos elétricos (representado pela adição da resistência R_{sm} em série, referente à resistência dos metais de contato com a carga conhecidos como *fingers*) [35], [3].

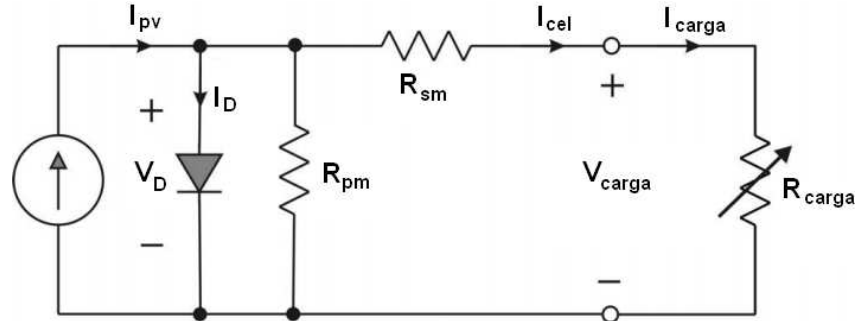


Figura 15 – Modelo para o módulo fotovoltaico

Fonte: MINEIRO [35]

5.1.2.2 – Curva característica I-V

A partir do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, apresentado na Figura 15, pode ser obtido um modelo matemático para a célula e então traçada a sua curva característica, ou curva I - V . A partir do conhecimento do modelo matemático da célula fotovoltaica, e conseqüentemente do módulo fotovoltaico é possível ter um melhor entendimento do comportamento de um arranjo de painéis sob diferentes condições de operação.

Partindo-se inicialmente do modelo simplificado da Figura 13(a), chega-se que a corrente I a ser entregue à carga é igual a diferença entre a corrente da junção pn gerada pelo efeito fotovoltaico e a corrente da célula sem iluminação, ou seja:

$$I = I_{pv} - I_D \quad (5.1)$$

Sendo I_D análoga à corrente em um diodo, dada por:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{eV}{m k T}} - 1 \right) \quad (5.2)$$

Onde I_0 é a corrente inversa máxima de saturação do diodo (A), V é a tensão nos terminais da célula (V) que é igual a tensão na carga V_{carga} , e é a carga elétrica do elétron, sendo $e = 1,6 \times 10^{-19}$ (C), k é a constante de Boltzmann, cujo valor é $k = 1,38 \times 10^{-23}$ (J/°K) e T é a temperatura da célula (K) [35], [36], [3], [38].

A constante m é chamada de fator de idealidade do diodo. IMHOFF [3] considera $m = 1$ para diodos ideais e $m > 1$ para o caso de diodos reais. SEDRA [38] afirma que m varia entre 1 e 2 dependendo do material e da estrutura física do diodo, sendo $m = 1$ em diodos feitos usando-se processos de fabricação de circuitos integrados e $m = 2$ em diodos disponíveis como componentes discretos de dois terminais. Para os cálculos que seguem será considerado $m = 1$.

Feito essas considerações a corrente de saída I da célula fotovoltaica, a partir das equações anteriores resulta:

$$I = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{eV}{m \cdot k \cdot T}} - 1 \right) \quad (5.3)$$

Agora, tendo sido obtida a corrente entregue à carga para o circuito simplificado, para o circuito equivalente mostrado na Figura 15, a corrente entregue à carga pode ser representada como:

$$I = I_{cel} = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{e(V_{carga} + I_{cel} \cdot R_{sm})}{m \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V_{carga} + I_{cel} \cdot R_{sm}}{R_{pm}} \quad (5.4)$$

Observa-se que na equação (4.4) foi considerado o efeito da corrente na junção pm , devido a resistência R_{pm} e da queda de tensão na resistência R_{sm} .

Com base no modelo elétrico do módulo fotovoltaico, chega-se a curva de corrente em função da tensão do módulo, a curva I-V, ilustrada na Figura 16.

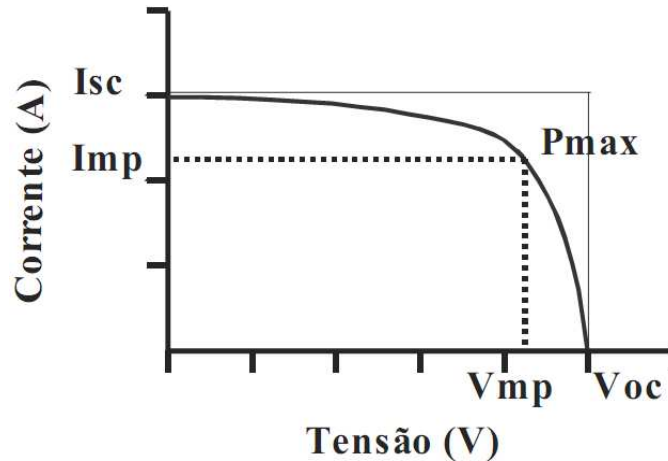


Figura 16 – Curva característica do módulo fotovoltaico

Fonte: VERA [36]

Na curva pode-se observar três pontos principais:

- a) **Corrente de curto circuito (I_{SC}):** Valor característico da célula, determinado pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura. Ele representa o valor máximo da corrente gerada por efeito fotoelétrico [34], [36].
Nessas condições: $V = 0$, $I_D = 0$ e $I = I_{pv} = I_{SC}$.
- b) **Tensão de circuito aberto (V_{OC}):** Também é um valor característico da célula o qual é fornecido pelo fabricante. Ele representa o máximo valor da tensão do módulo fotovoltaico [34], [36].

$$\text{Nessas condições: } I = 0, V_{OC} = \frac{m \cdot k \cdot T}{e} \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{pv}}{I_0}\right).$$

- c) **Ponto de máxima potência (P_{MAX}):** É o máximo de potência que pode entregar o dispositivo. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto $I \times V$ é máximo [36].

5.1.2.3 – Efeitos da temperatura e da intensidade de radiação

A temperatura e a intensidade de radiação são dois parâmetros de fundamental importância em um sistema fotovoltaico, uma vez que os mesmos variam continuamente devido às condições meteorológicas ao longo do tempo, conseqüentemente alterando os parâmetros das células fotovoltaicas durante a geração de energia elétrica [36].

A Figura 17 a seguir mostra os efeitos da variação de irradiação solar sobre a corrente do módulo, considerando uma temperatura padrão de testes ($T = 25\text{ °C}$).

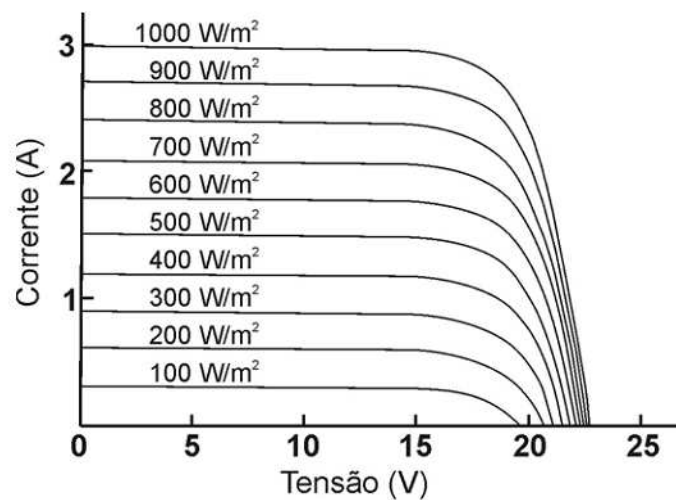


Figura 17 – Efeito na corrente da variação de intensidade luminosa

Fonte: MINEIRO [35]

Observa-se que com o aumento da intensidade luminosa sobre o módulo fotovoltaico, há um aumento proporcional da corrente de curto circuito I_{sc} . A tensão de circuito aberto V_{oc} , por sua vez, aumenta em forma logarítmica.

Nas Figuras 18 e 19 pode-se observar o efeito da variação da temperatura em um módulo fotovoltaico.

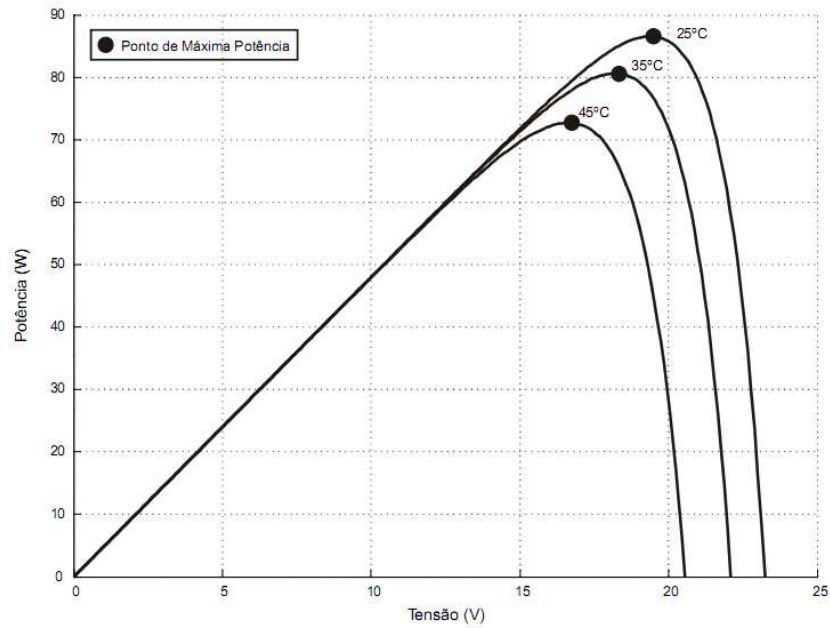


Figura 18 – Efeito da variação da temperatura na curva P-V de um módulo FV

Fonte: IMHOFF [3]

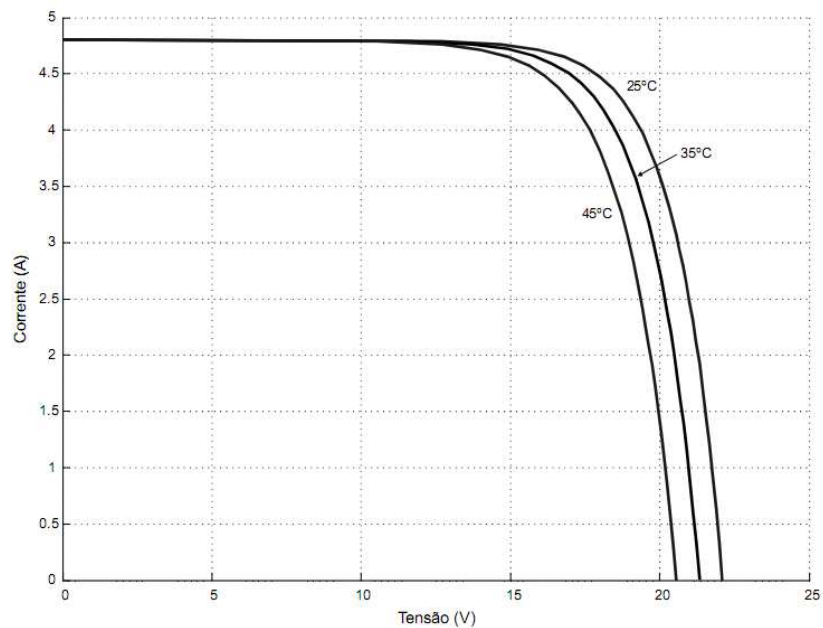


Figura 19 – Efeito da variação da temperatura na curva I-V de um módulo FV

Fonte: IMHOFF [3]

Observa-se que o aumento da temperatura diminui o rendimento das células fotovoltaicas do módulo, com uma conseqüente diminuição da área das curvas P-V e I-V.

5.1.2.4 – Tecnologia fotovoltaica

As células fotovoltaicas são fabricadas, na sua grande maioria, utilizando o silício como matéria prima, podendo ser constituídas de cristais *monocristalinos*, *policristalinos* ou de *silício amorfo*. A seguir são vistas as características de cada tecnologia.

- a) **Silício monocristalino (m-Si):** Estas células são obtidas a partir de barras cilíndricas de silício produzidas em fornos especiais (processo Czochralski, por exemplo) [36], através do corte das barras em forma de pastilhas quadradas finas (0,4-0,5 mm de espessura). O limite teórico de conversão da luz em energia elétrica para essa tecnologia é de 30 %, porém em produtos comerciais são encontrados valores na faixa de 12 a 14% [19].
- b) **Silício policristalino (p-Si):** Estas células são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de porções de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício resfria lentamente e solidifica-se. Nesse processo os átomos não se organizam em um único cristal. Forma-se uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais [36]. A conversão da luz em energia elétrica por essas células esta em torno de 25% [19]. Comercialmente, possuem eficiência praticamente igual as células m-Si, porém a energia envolvida no processo de fabricação das células de p-Si é significativamente menor [4], [34].
- c) **Silício amorfo:** Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal [36]. Essa tecnologia atinge em laboratório eficiências em torno de 4 a 7 %.

A Tabela 8 apresenta um comparativo entre as eficiências de cada uma das tecnologias citadas.

Tabela 8 – Eficiência de conversão de algumas tecnologias de células solares

Tipo de Célula	Eficiência (%)		
	Teórica	Laboratório	Comercial
Silício Monocristalino	30,0	24,7	12 a 14
Silício Policristalino	25,0	19,8	11 a 13
Silício Amorfo	13,0	4 a 7	3 a 5

Fonte: ANEEL [19]

5.1.3 – Dimensionamento das baterias e do módulo FV

O arranjo fotovoltaico a ser dimensionado é mostrado na Figura 20. Basicamente, o painel fotovoltaico, otimizado pelo controlador de carga, carrega as baterias durante o dia. Já durante o horário de pico de demanda a energia das baterias, previamente armazenada, é entregue à lâmpada.

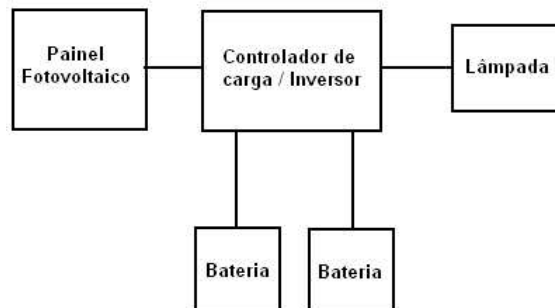


Figura 20 – Arranjo fotovoltaico a ser dimensionado

A lâmpada escolhida para o projeto foi a de vapor de sódio de alta pressão (HPS), devido a sua elevada eficiência e conseqüentemente sua grande aplicação em iluminação pública. Considerando uma lâmpada HPS de 70 W a potência total consumida é de 85 W, 70 W da lâmpada e mais 15 W de perdas no reator. Serão utilizados reatores eletromagnéticos convencionais, sendo para efeitos de cálculo utilizados valores tipicamente adotados pela concessionária de energia elétrica local na estimativa de consumo na iluminação pública. A eficiência do conversor elevador foi estimada em 90%.

Será adotada a metodologia de cálculo desenvolvida por MINEIRO [35] (apud MEZARROBA [39]) para o projeto de iluminação pública fotovoltaica, que permite um rápido dimensionamento do banco de baterias e do número de módulos fotovoltaicos.

A potência média que deverá ser fornecida pelo banco de baterias durante o funcionamento do sistema é dada por:

$$P_{med} = \frac{P_{out}}{\eta} \quad (5.5)$$

Onde P_{med} é a potência média (W), P_{out} é a potência drenada pela carga (W) e η é o rendimento do sistema, estimado em 90 %.

O consumo do sistema em um dia (Ah/dia) é dado pela equação (5.6) a seguir:

$$Ah_L = \frac{P_{med} \cdot t_{func}}{V_{CC}} \quad (5.6)$$

Onde Ah_L é consumo diário da carga (Ah/dia), t_{func} é o tempo de funcionamento da carga por dia (h/dia) e V_{CC} é a tensão do barramento (V).

A capacidade média de geração de cada módulo em um dia é dada por:

$$Ah_d = \frac{I_{Rs} \cdot R_{med}}{R_s} \quad (5.7)$$

Onde Ah_d é a capacidade fornecida pelo módulo fotovoltaico em um dia (Ah/dia), R_s é a radiação solar padrão (1.000 W/m^2), I_{Rs} é a corrente fornecida pelo módulo para a radiação R_s e R_{med} é a radiação média diária (aproximadamente 3.892 Wh/m^2 por dia em Capão Novo para inclinação de 45° , conforme o mapa solarimétrico do Rio Grande do Sul apresentado na Figura 6).

O número mínimo de painéis fotovoltaicos, considerando uma tensão de 12 V fornecida por painel a 47°C , é igual a:

$$N_p = \frac{Ah_L \cdot V_{CC}}{Ah_d \cdot 12} \quad (5.8)$$

A capacidade total das baterias é dada por:

$$C_{bat} = \frac{Ah_L \cdot d}{D_c} \quad (5.9)$$

Onde C_{bat} é a capacidade total das baterias (Ah), d é o número de dias de autonomia e D_c é a profundidade de descarga (em %).

Definindo o rendimento do inversor em 90%, a radiação média em Capão Novo de 3.892 Wh/m² por dia, a tensão do barramento das baterias de 24 V e o tempo de funcionamento de 3 horas (considerando que o arranjo funcionará durante o horário de pico, para depois ser ligada a rede elétrica), a potência média fornecida pela bateria é determinada usando a equação (5.5):

$$P_{med} = \frac{P_{out}}{\eta} = \frac{85}{0,9} = 94,44 \text{ W} \quad (5.10)$$

A partir da equação (5.6) obtêm-se o consumo em um dia:

$$Ah_L = \frac{P_{med} \cdot t_{func}}{V_{CC}} = \frac{94,44 \cdot 3}{24} = 11,80 \text{ Ah/dia} \quad (5.11)$$

Considerando o uso de um painel formado por um único módulo, tem-se que da equação (5.8) resulta a seguinte equação:

$$N_p = \frac{Ah_L \cdot V_{CC}}{Ah_d \cdot 12} = \frac{Ah_L \cdot 24}{Ah_d \cdot 12} = 1$$

$$Ah_d = Ah_L \cdot 2 \quad (5.12)$$

Assim, a partir da equação (5.7) em conjunto com os resultados obtidos em 5.11 e 5.12 obtêm-se:

$$I_{rs} = \frac{Ah_d \cdot R_s}{R_{med}} = \frac{1000 \cdot 2 \cdot 11,80}{3.892} = 6,06 \text{ A} \quad (5.13)$$

A partir das características elétricas de alguns dos painéis fotovoltaicos fabricados da Siemens, mostradas na Tabela 9, é possível constatar que o módulo viável é o SR100, de potência igual a 100 W.

Tabela 9 – Características elétricas de alguns dos painéis fabricados pela Siemens

<i>Modelo</i>	<i>Potência (W)</i>	<i>Tensão Nominal (V)</i>	<i>Corrente Nominal (A)</i>	<i>Máxima Tensão (V)</i>	<i>Máxima Corrente (A)</i>
SR100	100	17,7	5,6	22	6,3
SR90	90	17	5,4	21,6	6,1
SR50	50	17	2,95	21,6	3,2
SP75	75	17	4,4	21,7	4,8
SP70	70	16,5	4,25	21,4	4,7
SP65	65	16,5	3,95	21,7	4,5

Fonte: MINEIRO [35] apud SIEMENS [40]

Calculando-se a capacidade total das baterias a partir da equação (5.9):

$$C_{bat} = \frac{Ah_L \cdot d}{D_c} = \frac{11,8 \cdot 2}{0,6} = 39,33 \text{ Ah} \quad (5.14)$$

Onde foi considerada uma profundidade de descarga de 60%, equivalente a aproximadamente 400 ciclos, de acordo com a Figura 21, considerando baterias da marca Moura Clean, família MC, utilizadas para aplicações de energia solar.

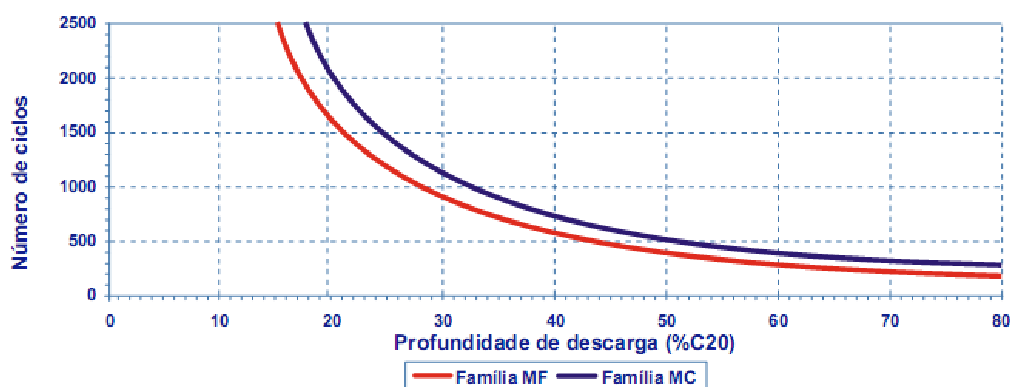


Figura 21 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga em baterias Moura Clean

Fonte: MOURA [41]

Consultando-se o catálogo das baterias Moura Clean [41] opta-se pelo uso de uma bateria modelo 12MC45 de 45Ah.

5.2 – ARRANJO TÉRMICO

Como citado anteriormente, será adotado no projeto um sistema passivo direto, que pode ser representado basicamente por coletor solar, reservatório de água quente e rede de distribuição, como mostrado na Figura 22.

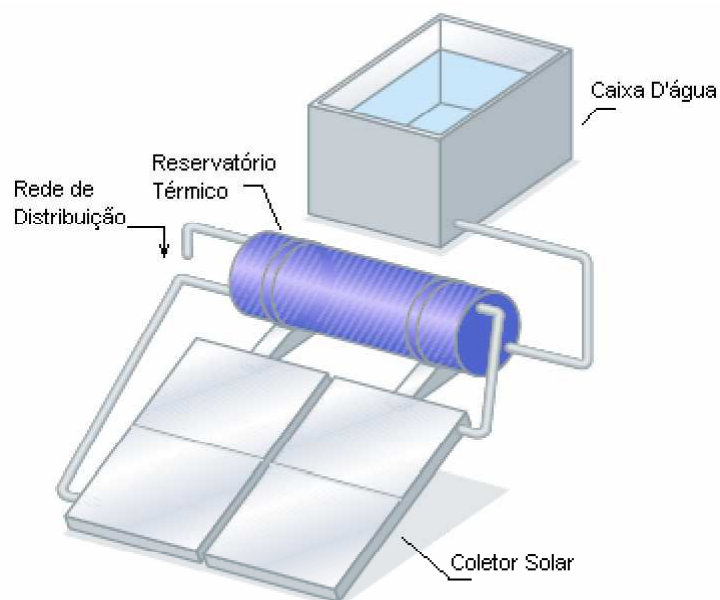


Figura 22 – Componentes básicos do sistema de aquecimento solar

5.2.1 – Coletores

O coletor é o dispositivo responsável pela captação de energia pelo sol e por sua conversão em calor utilizável. Os coletores podem ser classificados em planos e de concentração.

Coletores solares planos são geralmente utilizados em aplicações que requerem um fornecimento baixo de energia para atingir temperaturas inferiores a 100°C [33], [42]. Basicamente, os coletores são compostos por placa absorvedora na cor preta, tubulações por

onde escoo o fluido a ser aquecido, isolamento térmico e, na maioria das vezes, cobertura transparente. A Figura 23 a seguir mostra um coletor solar de placa plana típico.

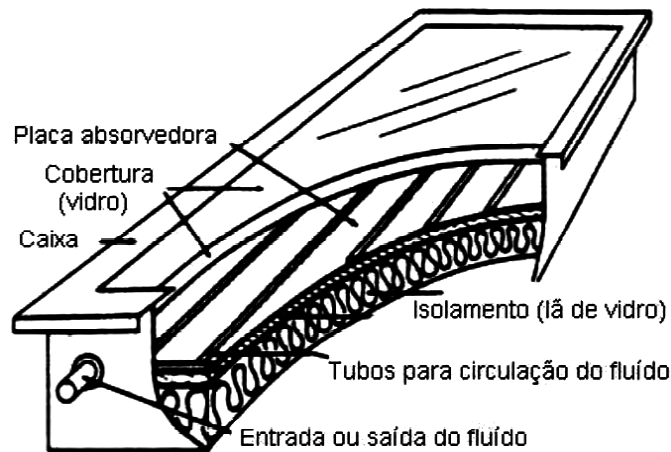


Figura 23 – Coletor solar plano

Fonte: LOURENÇO [42]

A placa absorvedora tem a função de converter a energia radiante em calor, transferindo-a para as tubulações e para o fluido. Tanto as placas quanto as tubulações são construídas com metais de alta condutividade térmica, tais como: cobre, alumínio ou aço. A cobertura transparente reduz as perdas radiativas e convectivas da placa absorvedora, sendo responsável pelo efeito estufa ao refletir de volta a radiação infravermelha para a placa, geralmente é feita de vidro comum. Como citado no capítulo 3, é utilizada a água como fluido para ser aquecido nas tubulações, sendo também possível a utilização de ar ou algum outro líquido, quando necessária proteção contra o congelamento (como etileno-glicol ou o propileno-glicol). Como material isolante os mais utilizados são: fibra mineral, fibra cerâmica, espuma de vidro, espuma de plástico ou fibra de vidro [43].

Os coletores de concentração são usados para aplicações em que são necessárias altas temperaturas, acima de 100°C. Seu funcionamento é baseado na focalização da energia que atinge a um refletor ou uma lente Fresnel em um absorvedor. Devido à concentração de

energia em uma pequena área, o fluido de transferência contido no absorvedor alcança temperaturas bastante elevadas rapidamente. A Figura 24 apresenta dois modelos de coletores de concentração: tipo parabólico e tipo Fresnel.

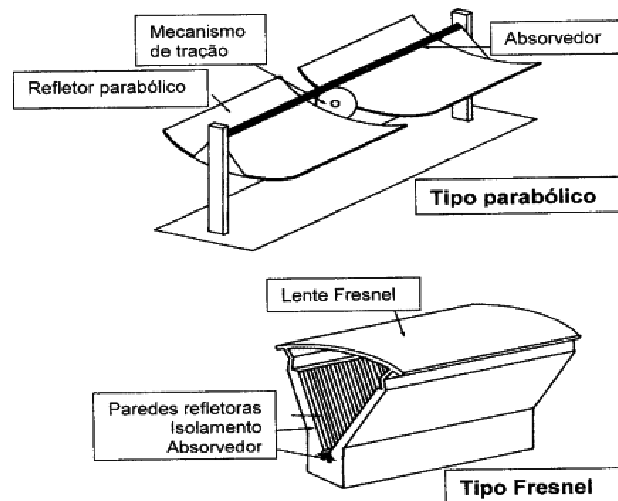


Figura 24 – Coletores de foco concentrado: parabólico e Fresnel

Fonte: HUDSON [34]

Os coletores de concentração normalmente requerem uma montagem sob um mecanismo motorizado de rastreamento do movimento solar, uma vez que a radiação deve incidir no refletor ou na lente com um ângulo correto para ser focalizado sobre o absorvedor [33].

Devido ao fato de o coletor deste tipo de coletor possuir um custo elevado, além de temperaturas altas demais para ser empregado em aquecimento residencial, neste projeto optou-se pelo emprego de um coletor solar plano, inclinado em 45° e direcionado para o norte.

5.2.2 – Reservatórios térmicos

Uma vez que o período de consumo difere do período de geração da água quente, para sistemas de aquecimento com energia solar se faz necessário o uso de um sistema de acumulação.

A Figura 25 mostra as partes constituintes de um reservatório térmico, também chamado de *Boiler*. Basicamente os reservatórios são compostos por: Revestimento Externo, Corpo Interno, Isolamento Térmico, Resistência Elétrica e Termostato.

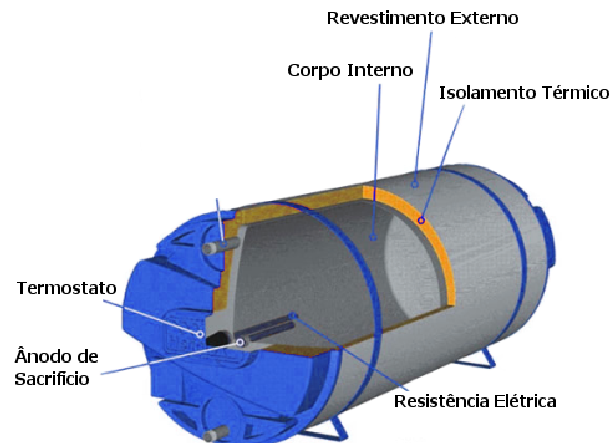


Figura 25 – Partes do reservatório térmico

O *revestimento externo* serve para proteger o material isolante térmico, sendo empregado normalmente um material resistente à corrosão, como por exemplo: Aço galvanizado, inox e alumínio [44].

O *isolamento térmico* recobre o tanque interno e é responsável pela manutenção da temperatura. Como isolantes mais comuns pode-se destacar as mantas de lã de vidro ou de rocha e o poliuretano expandido. O poliuretano tem como característica a facilidade de moldagem e rigidez estrutural após a secagem, entretanto só podem ser utilizados na faixa de temperatura de 90°C [44].

O *corpo interno* ou *tanque interno* é o reservatório que fica em contato efetivo com a água, sendo normalmente construído de um material resistente ao potencial corrosivo natural da água e as pressões de operação. Os materiais mais comumente utilizados são os aços Inoxidáveis AISI 304 e AISI 316L, sendo que este último é recomendado para locais aonde a água é muito corrosiva. Podem ser utilizados também o Cobre e materiais plásticos como o polipropileno [44].

A *resistência elétrica* é utilizada como uma forma de *fonte de energia auxiliar*, que aquece a água em dias em que não há luz solar suficiente [45], podendo ser localizado externamente ou internamente ao reservatório. A resistência é comandada por um termostato, que liga e desliga o aquecimento através da resistência de acordo com a temperatura da água. Também pode-se utilizar como fonte auxiliar aquecimento a gás [43].

5.2.3 – Dimensionamento do coletor e do reservatório

Para o dimensionamento da área do condutor a ser utilizado serão adotadas as equações presentes no Anexo I deste projeto, especificamente as equações A-2 e A-14, presentes na metodologia apresentada por BEZERRA [46].

Tem-se que o consumo de água quente depende do clima e dos hábitos da região, bem como do tipo de edificação. Para as condições climáticas e padrões usuais de higiene do Brasil, é usual considerar os consumos de água quente constantes, indicados na Tabela 10 [46 apud 47].

Tabela 10 – Consumo de água quente

<i>Tipo de Edificação</i>	<i>Consumo por pessoa (litro/dia)</i>
Alojamento provisório	24
Casa popular ou rural	36
Residência	45
Apartamento	60
Quartel	45
Escola internato	45

Fonte: LUCHINI [47] apud VIANNA [48]

O projeto do sistema térmico será feito para edifícios de 4 andares com 12 apartamentos por andar cada um, visto que Capão Novo possui em sua maioria condomínios com essa configuração.

O consumo diário é de 60 litros por pessoa, sendo considerada uma média de 4 pessoas por apartamento. Com isso o volume total do reservatório projetado para o sistema de

aquecimento deve ser 11520 litros. Como este não é um valor comercial serão considerados 3 reservatórios de 4000 litros, totalizando 12000 litros. O Anexo II apresenta as informações técnicas do reservatório escolhido.

A incidência solar total que chega no absorvedor é igual a 3,889 kW/m²/dia. Considerando que 1kWh = 860 kcal [47] tem-se uma incidência solar total de 3344,54 Kcal/m²/dia.

Para a temperatura de entrada do coletor será considerado 20°C, como temperatura de saída 50°C, para um rendimento do coletor de 56,9%, conforme o Anexo III, e tempo de funcionamento de 8 horas.

Portanto, utilizando-se a equação (A-14) do anexo I:

$$Q_u = \dot{m} \cdot C_p \cdot (t_s - t_E) = \frac{11520 \text{ lts}}{8 \text{ h}} \cdot 1 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg} \cdot ^\circ\text{C}} \cdot (50^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) = 43200 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

E, a partir da equação (A-2) do anexo I, obtêm-se as dimensões da placa coletora:

$$A_c = \frac{Q_u}{\eta_i \cdot I_r} = \frac{43200 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}}{0,569 \cdot \frac{3344,54 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^2}}{8 \text{ h}}} = 181,6 \text{ m}^2$$

Nota-se que se a radiação cair para valores inferiores a 3,889 kW/m²/dia, o que poderá ocorrer nos períodos de forte nebulosidade, a temperatura da água provavelmente será inferior a 50 °C, porém mesmo assim suficiente para se obter uma temperatura agradável para o banho [46].

Cabe observar que o dimensionamento foi feito utilizando-se valores médios, com isso resultando em uma projeção aproximada do sistema de aquecimento solar. Para uma projeção mais precisa recomenda-se um estudo mais aprofundado dos componentes a serem utilizados, como por exemplo, dos diferentes tipos de coletores possíveis e seus rendimentos e do tipo de aquecedor auxiliar a ser utilizado no aquecimento da água em dias em que não há radiação

solar, bem como simulações das equações do coletor para diferentes configurações e condições possíveis.

6 ESTUDO DE VIABILIDADE

6.1 – SISTEMA FOTOVOLTAICO

A Tabela 11 apresenta alguns valores médios encontrados no mercado brasileiro para os componentes dimensionados no capítulo anterior.

Tabela 11 – Custo total do sistema fotovoltaico

Item	Quantidade (aproximada)	Valor unitário (R\$)	Valor total (R\$)
Lâmpada HPS 70 W	300	28,31	8.493,00
Reator 70W HPS	300	13,33	3.999,00
Bateria Moura Clean 12MC45	600	300,00	180.000,00
Controlador de carga FV	300	125,00	37.500,00
Módulo FV SR100	300	930,00	279.000,00
TOTAL	-	-	508.992,00

Fontes: PREFEITURA MUNICIPAL DE VILA RICA [49], CONTROLADORES [50], SIEMENS SR-100 [51] e BATERIAS [52]

Para a determinação do número total de postes solares foi feita uma análise do mapa da praia de Capão Novo em conjunto com imagens de satélite da região. Foi considerada suficiente uma distribuição dos postes como a descrita na Figura 26.

A distribuição dos postes considerou as quadras que contém duas ou mais habitações e foram desconsideradas as avenidas principais e a beira-mar, onde a iluminação é superior aos 70 W definidos no projeto. Cabe ressaltar que, está sendo considerado neste caso um modelo hipotético, considerando uma distribuição de iluminação significativamente maior que a iluminação real da praia em questão, que possui algumas das ruas sem nenhuma iluminação.



Figura 26 – Distribuição dos postes solares por quadra

Considerando o sistema de geração de 30 kW projetado (300 módulos de 100 W), e sendo o custo total previsto igual a R\$ 500.499,00 (valor total obtido na Tabela 10 menos o custo das lâmpadas), o que em dólares, considerando a taxa de câmbio referente a 19 de novembro de 2009, é igual a US\$ 288.555,18, tem-se que o custo por watt será igual a 9,61 US\$/W.

A partir da Tabela 12 pode-se comparar o valor obtido com os valores típicos de instalação de outras fontes. O custo do sistema adotado mostra-se extremamente elevado e pouco atrativo em uma primeira análise.

Tabela 12 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia

Tipo de Geração	Custo de implantação ANEEL [US\$/W]	Custo de implantação CESP/IMT [US\$/W]
Termelétrica a Diesel	0,40 à 0,50	0,35 à 0,50
Termelétrica a gás	0,40 à 0,65	0,35 à 0,50
Termelétrica a vapor	0,80 à 1,00	-
Termelétrica ciclo combinado	0,80 à 1,00	-
Pequenas centrais hidrelétricas	1,00	-
Geração eólica	1,20 à 1,50	1,00
Células fotovoltaicas	-	5,00 à 10,00

Fonte: SHAYANI [53]

Segundo SHAYANI [53] (apud INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [54]), em 2004, sistemas isolados de até 1 kW apresentavam variação de preço de 9 a 25 U\$/W, sendo que o valor típico encontra-se em torno de 13 U\$/W, com pequenas variações e preços ligeiramente menores para sistemas maiores de 1 kW. Observa-se que valor obtido para o sistema em questão encontra-se na faixa de preços citada.

Segundo o mesmo autor, os sistemas isolados tendem a custar aproximadamente o dobro quando comparados com sistemas conectados à rede, uma vez que estes não necessitam de baterias e de componentes associados. Para sistemas conectados à rede os valores chegam a 6 U\$/W, o que, apesar de menor em relação ao sistema deste projeto, ainda ilustra uma certa desvantagem da tecnologia fotovoltaica frente a outras fontes de energia.

Porém tal análise desconsidera dois importantes fatores, um deles é o combustível, que possui custo elevado no caso das usinas termoeletricas, sendo no caso dos sistemas fotovoltaicos inexistente, e o outro é o custo de operação e manutenção que é 5 vezes mais barato na geração fotovoltaica [53].

Fazendo-se uma segunda análise, pode-se utilizar o preço da energia gerada, ao invés da potência instalada, considerando o preço pago pela unidade consumidora. A Tabela 13 mostra o valor da energia cobrada das unidades consumidoras em diferentes capitais do Brasil no ano de 2005, na qual observa-se um valor médio de 314,20 R\$/MWh.

Tabela 13 – Valor da energia cobrada das unidades consumidoras residenciais em 2005, descontados os impostos ICMS, PIS/PASEP e COFINS

Cidade/Estado	Tarifa de energia residencial [R\$/MWh]	Cidade/Estado	Tarifa de energia residencial [R\$/MWh]
Belo Horizonte (MG)	406,36	Porto Alegre (RS)	310,1
Campo Grande (MS)	397,4	Maceió (AL)	309,19
Palmas (TO)	364,65	Rio Branco (AC)	306,82
Cuiabá (MT)	344,98	Manaus (AM)	300,56
São Luís (MA)	343,95	Goiânia (GO)	299,93
Vitória (ES)	332,35	Curitiba (PR)	298,82
Rio de Janeiro (RJ)	331,88	São Paulo (SP)	287,21
João Pessoa (PB)	330,57	Fortaleza (CE)	280,98
Porto Velho (RO)	329,42	Boa Vista (RR)	275,8
Florianópolis (SC)	328,1	Brasília (DF)	270,13
Teresina (PI)	321,9	Salvador (BA)	265,74
Recife (PE)	320,62	Aracaju (SE)	261,91
Belém (PA)	311,62	Natal (RN)	238,25

Fonte: SHAYANI [53]

Para o cálculo do valor pago pela energia fotovoltaica, será considerado o custo total do sistema durante sua vida útil e a energia total gerada nesse período (E), dada pela seguinte equação [53], [55], [56]:

$$E = n_{el} \cdot P_{CC} \cdot G_{POA} \quad (6.1)$$

Onde:

n_{el} corresponde à eficiência do sistema (%);

P_{CC} corresponde à potência instalada (kWp);

G_{POA} corresponde à quantidade de radiação incidente no plano do painel (kWh/m² · ano).

Considerando uma vida útil de 30 anos para os painéis fotovoltaicos, 5 anos para as baterias e 10 anos para os controladores de carga, tem-se que o custo do sistema fotovoltaico em 30 anos é dado pela Tabela 14.

Tabela 14 – Custo do sistema fotovoltaico durante 30 anos

Item	Custo [R\$]
1 x Painéis	279.000,00
6 x Baterias	1.080.000,00
3 x Controlador	112.5000,00
TOTAL	1.471.500,00

A partir da equação (6.1), levando em consideração que a insolação média anual de Capão Novo é $1420,6 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{ano}$, que a capacidade de geração é de 30 kWp e que, segundo estudos feitos pelo Laboratório de Fontes Alternativas da Universidade de Brasília, o sistema fotovoltaico isolado aproveita somente 50% da energia gerada pelo painel [57], resultando:

$$E = 0,5 \cdot 1420,6 \cdot 30 \cdot 30 = 639,26 \text{ MWh} \quad (6.2)$$

Assim, o custo da energia solar fotovoltaica para o projeto em questão é igual a:

$$C = \frac{1.471.500}{639,26} = 2.301,88 \text{ [R$/MWh]} \quad (6.3)$$

Este valor é aproximadamente 8 vezes maior que a energia gerada por um sistema tradicional. Portanto, mesmo sem considerar os impostos no caso do sistema tradicional, o projeto solar em questão se mostra mais caro e conseqüentemente inviável.

6.2 – SISTEMA TÉRMICO

Para a análise de viabilidade econômica do sistema térmico em questão será utilizado o método de Retorno do Investimento, também conhecido como “payback”, sendo feita uma comparação com o uso do sistema de aquecimento a partir de chuveiros elétricos para um edifício de 4 andares.

Será considerado que os consumidores do edifício em questão se encaixam na subclasse de consumo B, atendidos pela rede de baixa tensão da concessionária local. Para efeitos de

simplificação dos cálculos não serão considerados a parcela de tarifa referente aos impostos (alíquotas de ICMS e de PIS/COFINS), a taxa de juros para financiamento da instalação, a inflação, eventuais ameaças de racionamento de energia e custos adicionais de instalação.

6.2.1 – Custo operacional e de instalação

Conforme citado no capítulo 5, o sistema solar térmico foi projetado considerando-se famílias compostas por 4 pessoas, o que resultou em uma superfície coletora de 181,6 m² (o equivalente a 102 coletores) e três *boilers* de 4000 litros com apoio elétrico de 36 kW. A Tabela 15 mostra o custo de instalação do sistema térmico projetado.

Tabela 15 – Custo e vida útil total estimado para a instalação

Equipamento	Quantidade (aproximada)	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Reservatório térmico (Boiler)	3	9.600,00	28.800,00
Sistema auxiliar elétrico	3	1.376,00	4.128,00
Coletor Solar (1,79 m ²)	102	480,00	48.960,00
Bombas de Circulação 1/3 CV	1	438,00	438,00
TOTAL	-	-	82.326,00

O custo operacional será calculado a partir da equação (6.4) a seguir [47]:

$$C_{OP} = C_M \cdot T_C \quad (6.4)$$

Onde C_{OP} é o consumo operacional mensal total (R\$), T_C é a tarifa de consumo, dada pela concessionária local (CEEE-D) dado em R\$/kWh e C_M é o consumo mensal de energia do sistema (kW/mês), dado pela equação (6.5) [47].

$$C_M = \frac{Q}{860} \cdot 30 \quad (6.5)$$

Onde Q é o calor necessário por dia (kcal) calculado na seção 5.2.3 para o consumo médio de água quente de 200 litros/dia por apartamento, igual a $43200 \cdot 8 = 345600$ kcal.

A Tabela 16 apresenta os valores de tarifas de consumo praticados pela CEEE-D, para o SUBGRUPO B1, na área de concessão de Capão Novo.

Tabela 16 – Tarifa de consumo para SUBGRUPO B1

Grupo baixa tensão – SUBGRUPO B1	Tarifa de Consumo (R\$/kWh)
Classe residencial	0,304100
Classe residencial baixa renda (consumo mensal até 30 kWh)	0,18245
Classe residencial baixa renda (consumo mensal de 31 kWh a 80 kWh)	0,30324
Classe residencial baixa renda (consumo mensal de 81 kWh a 100 kWh)	0,17975
Classe residencial baixa renda (consumo mensal de 101 kWh a 160 kWh)	0,27369
Classe residencial baixa renda (consumo superior a 160 kWh)	0,18245

Fonte: CEEE-D

O custo operacional mensal considerando classe residencial de baixa renda é igual a:

$$C_{OP} = C_M \cdot T_C = \frac{Q}{860} \cdot 30 \cdot T_C = \frac{345600}{860} \cdot 30 \cdot 0,18245 = \text{R\$ } 2.199,60$$

Analogamente, considerando classe residencial, tem-se:

$$C_{OP} = C_M \cdot T_C = \frac{Q}{860} \cdot 30 \cdot T_C = \frac{345600}{860} \cdot 30 \cdot 0,304100 = \text{R\$ } 3.666,17$$

Portanto, tem-se que além do custo inicial de R\$ 82.326,00 referente à instalação, o conjunto residencial pagará um custo operacional com um valor entre R\$ 2.199,60 e R\$ 3.666,17.

6.2.2 – Consumo mensal do sistema auxiliar

Tem-se que o consumo total do sistema térmico varia conforme a chamada fração solar ($F_{mês}$), dada pela equação (6.6) a seguir [47].

$$F_{mês} = \frac{Q_{SOLAR}}{Q_{TOTAL}} \quad (6.6)$$

Sendo Q_{SOLAR} a contribuição do sistema de aquecimento solar, e Q_{TOTAL} a demanda total de energia (kcal). São utilizados na obtenção de $F_{mês}$ dois parâmetros adimensionais e empíricos X e Y [47], [58], [59]:

$$X = \frac{A_C \cdot F_R U_L \cdot (T_{REF} - T_{AMB}) \cdot \Delta t_{mês}}{Q_{TOTAL}} \quad (6.7)$$

$$Y = \frac{A_C \cdot F_R (\tau_C \alpha_P)_\theta \cdot H_T \cdot N_{mês}}{Q_{TOTAL}} \quad (6.7)$$

Onde:

A_C é a área total dos coletores solares (m²);

$F_R U_L$ é o produto do fator de remoção e coeficiente global de perdas térmicas do coletor solar, expresso em W/m²/°C, calculado experimentalmente nos ensaios do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO);

T_{REF} é a temperatura de referência, considerada constante e igual a 100°C;

T_{AMB} é a temperatura ambiente média para o mês em questão;

$\Delta t_{mês}$ é a duração do mês em segundos;

Q_{SOLAR} é a demanda total de energia (J);

$F_R (\tau_C \alpha_P)_\theta$ é uma constante obtida pelo produto do fator de remoção, transmissividade do vidro e absorvância da tinta dos coletores, para ângulo de incidência da radiação direta;

H_T é a radiação solar diária em média mensal incidente no plano do coletor por unidade de área, expressa em J/m² ;

$N_{mês}$ é o número de dias do mês.

Para o cálculo dos parâmetros X e Y serão considerados os valores apresentados na Tabela 17:

Tabela 17 – Valores utilizados no cálculo dos parâmetros X e Y

	$N_{mês}$	H_T (J/m ² /dia)	T_{AMB} (°C)	$F_R(\tau_c\alpha_p)_\theta$	F_RU_L (W/m ² /°C)	A_C (m ²)	Q_{TOTAL} (J)	$\Delta t_{mês}$ (seg)
JAN	31	15001080	23	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
FEV	28	15001080	23	0,732	6,613	181,6	345600	2419200
MAR	31	14000288	23	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
ABR	30	14000288	20	0,732	6,613	181,6	345600	2592000
MAI	31	14000288	18	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
JUN	30	10979912	15	0,732	6,613	181,6	345600	2592000
JUL	31	10979912	15	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
AGO	31	10979912	15	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
SET	30	14000288	16	0,732	6,613	181,6	345600	2592000
OUT	31	14000288	18	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
NOV	30	14000288	20	0,732	6,613	181,6	345600	2592000
DEZ	31	15001080	22	0,732	6,613	181,6	345600	2678400
Média Anual	-	13495392	19	-	-	-	-	-

Onde H_T foi obtido a partir de mapas solarimétricos do Rio Grande do Sul para diferentes estações do ano, obtidos no trabalho de PIANEZZOLA [27] (presentes no anexo IV do presente projeto) e convertidos para J/m²/dia. Igualmente foi feita a conversão de kcal para J de Q_{TOTAL} (observando que, para o cálculo de X e Y esse valor foi multiplicado por 30, para a consideração da parcela mensal). Para o valor das constantes $F_R(\tau_c\alpha_p)_\theta$ e F_RU_L foi considerado um valor fornecido pelo fabricante.

A partir do cálculo de X e Y, a fração solar $F_{mês}$ pode ser calculada pela equação (6.8) [47], [58], [59]:

$$F_{mês} = 1,029Y - 0,065X - 0,245Y^2 + 0,0018X^2 + 0,0215Y^3 \quad (6.8)$$

Sendo o consumo de energia auxiliar Q_{AUX} dado por [47] [58]:

$$Q_{AUX} = Q_{TOTAL}(1 - F_{mês}) \quad (6.9)$$

Os valores de X, Y, $F_{mês}$ e Q_{AUX} calculados são mostrados na Tabela 18 bem como o custo de Q_{AUX} calculado considerando as tarifas de consumo residencial de baixa renda até 30kW (CT_{BR30}) e residencial (CT_R).

Tabela 18 – Parâmetros calculados a partir de X e Y

	X	Y	$F_{mês}$	Q_{AUX} (kWh/mês)	$Q_{TOTAL} = C_M$ (kWh/mês)	CT_{BR30} (R\$)	CT_R (R\$)
JAN	5,705	1,424	0,718	3395,623	12055,81	619,53	1032,61
FEV	5,153	1,286	0,677	3896,404	12055,81	710,90	1184,90
MAR	5,705	1,329	0,673	3941,687	12055,81	719,16	1198,67
ABR	5,736	1,286	0,650	4216,013	12055,81	769,21	1282,09
MAI	6,076	1,329	0,657	4137,293	12055,81	754,85	1258,15
JUN	6,095	1,009	0,481	6251,776	12055,81	1140,64	1901,17
JUL	6,298	1,042	0,493	6115,425	12055,81	1115,76	1859,70
AGO	6,298	1,042	0,493	6115,425	12055,81	1115,76	1859,70
SET	6,023	1,286	0,638	4367,583	12055,81	796,87	1328,18
OUT	6,076	1,329	0,657	4137,293	12055,81	754,85	1258,15
NOV	5,736	1,286	0,650	4216,013	12055,81	769,21	1282,09
DEZ	5,779	1,424	0,715	3435,221	12055,81	626,76	1044,65
Média Anual	-	-	-	4518,813	12055,81	824,46	1374,17

A Figura 27 apresenta um gráfico comparativo do consumo de energia mensal (kWh) sem utilizar o sistema de aquecimento solar e o consumo utilizando o aquecimento solar.

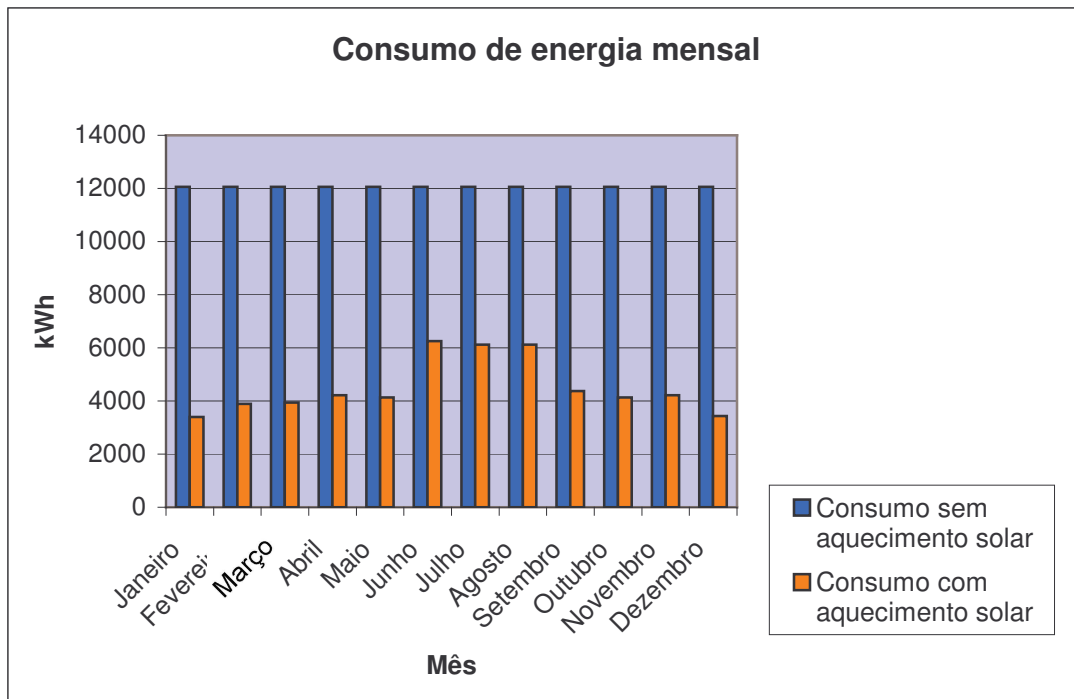


Figura 27 – Gráfico de consumo de energia mensal

Pode-se observar a partir dos dados da Figura 27 e da Tabela 18 que o uso de aquecimento solar representa uma economia de aproximadamente 62% no consumo de energia. Porém os custos de instalação e de operação do sistema são maiores em relação ao que seria investido no caso do uso apenas de chuveiro elétrico, sendo necessária uma análise para verificar se é viável investir em uma tecnologia mais cara que o aquecimento elétrico. Para isso será feita uma análise do ponto de vista do consumidor.

6.2.3 – Ponto de vista do consumidor

A Tabela 19 apresenta uma estimativa dos gastos, para o edifício que está sendo analisado, em um sistema de aquecimento considerando o uso de chuveiros elétricos.

Tabela 19 – Custo do sistema de aquecimento com chuveiro elétrico

Equipamento	Quantidade	Custo Unitário (R\$)
Caixa d'água de Fibra de Vidro 3.000 Litros	4	711,64
Bombas de Circulação 1/3 CV	1	438,00
Chuveiro elétrico	48 x 5	28,49
TOTAL		10.122,08

Foi considerado que o sistema de aquecimento solar tem uma vida útil média de 20 anos, e chuveiros elétricos de 4 anos.

A diferença nos custos entre o sistema de aquecimento solar e o de aquecimento elétrico é de R\$ 72.203,84. Do ponto de vista do consumidor, o aquecimento a partir da energia solar se tornará atrativo se conseguir compensar a diferença do investimento inicial feito em um período mínimo, o chamado tempo de retorno do investimento. Para obter-se o tempo médio de retorno do investimento serão utilizados os valores de economia mensal com o uso de aquecedores solares, considerando os dois extremos de tarifas do subgrupo B1 presentes na Tabela 20.

Tabela 20 – Economia mensal do aquecimento solar

Mês	Economia Classe Residencial de Baixa Renda (R\$)	Economia Classe Residencial (R\$)
JANEIRO	1.580,05	2.633,56
FEVEREIRO	1.488,68	2.481,28
MARÇO	1.480,42	2.467,50
ABRIL	1.430,37	2.384,08
MAIO	1.444,73	2.408,02
JUNHO	1.058,95	1.765,01
JULHO	1.083,82	1.806,47
AGOSTO	1.083,82	1.806,47
SETEMBRO	1.402,72	2.337,99
OUTUBRO	1.444,73	2.408,02
NOVEMBRO	1.430,37	2.384,08
DEZEMBRO	1.572,83	2.621,52
Média Anual	1.375,13	2.292,00
Economia Anual	16.501,50	27.504,01

O tempo de retorno do investimento para as duas situações consideradas (taxas de baixa renda e residencial) é mostrado na Tabela 21.

Tabela 21 – Tempo de retorno do investimento em energia solar

Classes do subgrupo B1	Tempo de retorno
Residencial	2 anos e 8 meses
Residencial de baixa renda (consumo até 30 kW)	4 anos e 4 meses

Observa-se que a economia gerada com o uso do sistema de aquecimento solar cobre o alto investimento inicial em menos de 5 anos, constituindo-se assim em uma opção bastante viável.

Mesmo que a análise feita tenha considerado algumas aproximações, uma análise feita por LUCHINI mostra que utilizando-se aquecimento à gás o tempo de retorno é cerca de metade em relação ao sistema solar com aquecimento elétrico.

Ainda há a possibilidade de uso de coletores solares de baixo custo para população de baixa renda. Um projeto realizado pela UNICAMP, coletores de 0,78 m² foram produzidos utilizando materiais de baixo custo pelo preço de R\$ 184,34, e foi feito o projeto de um

sistema completo, com coletor, reservatório e tubulações, com um custo final estimado em R\$ 286,34 [60].

6.2.4 – Ponto de vista da concessionária

As Tabelas 22 e 23 apresentam os dados de consumo do município de Capão da Canoa referente ao ano de 2008.

Tabela 22 – Consumo total: município de Capão da Canoa - 2008

Classe	Consumo (kWh)
Alta tensão	2791663
Baixa tensão	74412203
Horosazonal	3887935
TOTAL	81091801

Fonte: CEEE-D

Tabela 23 – Consumo total por trimestre: município de Capão da Canoa - 2008

	Consumo Total (kWh)
1º trimestre	27943561
2º trimestre	18292213
3º trimestre	16901931
4º trimestre	17954096
TOTAL	81091801

Fonte: CEEE-D

Considerando que Capão Novo represente 23% do consumo apresentado para Capão da Canoa, e que os chuveiros elétricos representem 25% do consumo residencial [2] [33], a partir de uma análise análoga à anterior, aplicando-se o fator solar $F_{mês}$, obtêm-se os dados presentes no gráfico da Figura 28 a seguir para o consumo dos aquecedores solares com apoio elétrico frente ao consumo dos chuveiros elétricos.

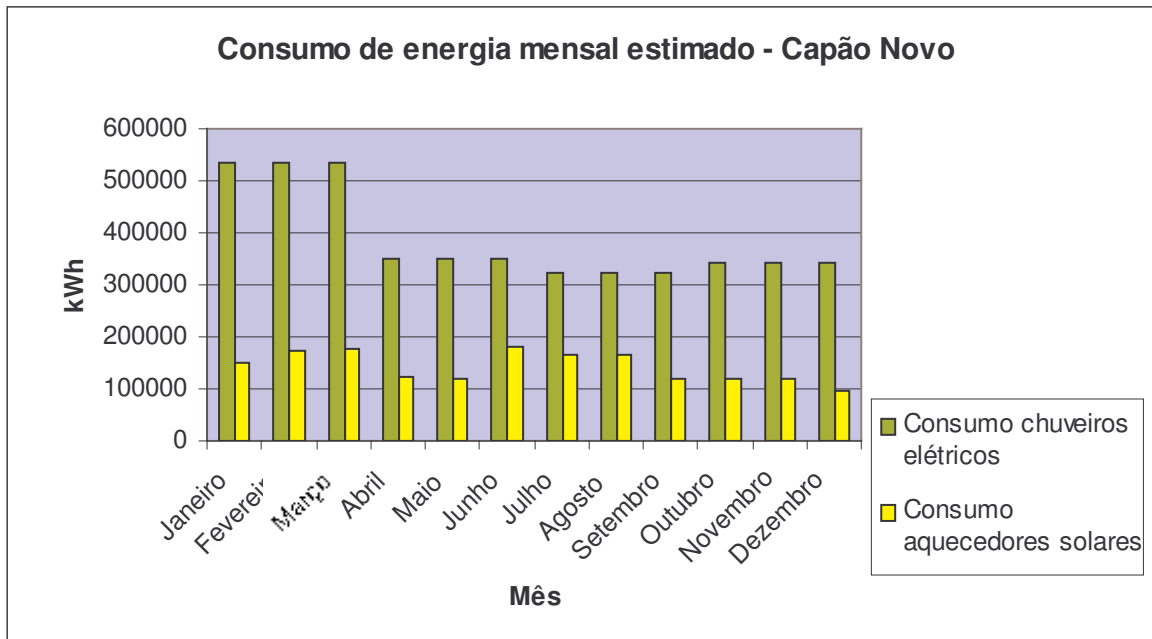


Figura 28 – Gráfico de consumo de energia mensal estimado para Capão Novo

Analizando-se a Figura 28, observa-se que o consumo dos aquecedores solares é bastante inferior ao dos chuveiros elétrico, representando uma economia média de 246.372,34 kWh por mês para a concessionária de energia elétrica.

Portanto, a concessionária de energia elétrica economizaria cerca de 200MW por ano, que é equivalente ao gerado pela Usina Hidroelétrica de Promissão no rio Tietê, que abastece o oeste de São Paulo.

7 CONCLUSÕES

Foi realizado um estudo da viabilidade de implantação de iluminação pública com energia solar e de aquecedores solares na praia de Capão Novo, localizada no município de Capão da Canoa, no litoral norte do Rio Grande do Sul. A partir do dimensionamento de uma unidade de iluminação solar com operação de 3 horas diárias e de um sistema de aquecimento solar para um edifício de 4 andares obteve-se uma projeção para sistemas de iluminação e aquecimento solar no qual foi possível aplicar um estudo de viabilidade econômica.

O sistema solar fotovoltaico projetado mostrou-se não viável devido ao alto custo da energia produzida pelo mesmo. Os custos poderiam ser reduzidos se ao invés de um sistema com acumulador, que no caso foi necessário devido ao fato de a iluminação pública ocorrer em um período em que não há radiação solar, fosse utilizado um sistema diretamente conectado à rede, no qual o aproveitamento da energia gerada durante o dia seria maior e no qual não haveria o gasto com as baterias, bem como o impacto ambiental que poderia ocorrer se as baterias não tivessem a devida manutenção durante sua vida útil.

O sistema de aquecimento solar por sua vez mostrou-se uma iniciativa bastante viável e com possibilidades de melhoria em relação aos custos envolvidos no projeto do sistema de aquecimento solar. Considerando que atualmente os chuveiros elétricos representam cerca de 25% do consumo residencial do país, a implantação de aquecedores solares constitui-se em uma alternativa atraente tanto do ponto de vista do consumidor quanto do da concessionária, que é a mais beneficiada. Para famílias de baixa renda ainda é possível que haja um incentivo por parte do governo, uma vez que este terá uma economia na energia gerada. Benefício esse que pode ser em forma de financiamento dos elevados custos de instalação do sistema térmico.

Recomenda-se para futuros estudos uma análise focada em cada um dos casos estudados, visando a otimização dos sistemas projetados, principalmente no caso do

controlador de carga da iluminação pública, que para fins de simplificação foi considerado os controladores vendidos no mercado, mas que poderia ter sido projetado a custos menores. Também pode-se estudar o efeito da implantação do sistema de aquecimento solar com aquecimento auxiliar a gás e com coletores solares de baixo custo, ou até mesmo estudar a influência da troca do fluido refrigerante, no caso a água por propileno-glicol ou até mesmo por ar ou vácuo. Pode ser dado um foco maior também a análise econômica, empregando-se outros métodos, como o LCC (Life Cycle Cost) e o método P1-P2 e PWF (Present Worth Factor), considerando os efeitos de inflação e taxa de desconto, por exemplo.

8 REFERÊNCIAS

- [1] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes, 2007.
- [2] ABREU, Samuel Luna de. **Desenvolvimento de um sistema de aquecimento solar compacto utilizando termossifões bifásicos**. Dissertação (Doutorado em Engenharia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003. Disponível em <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PEMC0771.pdf>>. Acesso em 23 out. 2009.
- [3] IMHOFF, Johninon. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2007. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007. Disponível em: <http://cascavel.cpd.ufsm.br/tede/tde_arquivos/7/TDE-2007-10-02T165649Z-878/Publico/JOHNINSONIMHOFF.pdf>. Acesso em 23 out. 2009.
- [4] TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003.
- [5] ACHÃO, Carla da Costa Lopes; SCHAEFFER, Roberto. **Energia e renda no Brasil: um retrato do consumo no setor residencial**. In: Anais do X Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: 2004. 2403-2417p.
- [6] ALVES FILHO, João. **Matriz energética brasileira: da crise à grande esperança**. Rio de Janeiro: Mauad, 2003.
- [7] HISTÓRIA do petróleo no Brasil, A. [2009?]. Disponível em: <<http://www.synergiaeditora.com.br/radarsynergia/artigos/193-a-historia-do-petroleo-no-brasil>>. Acesso em: 22 ago. 2009.

- [8] CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **O planejamento da expansão do setor de energia elétrica**: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas Elétricos (GCPS). Rio de Janeiro, 2002.
- [9] DIAS LEITE, Antonio. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.
- [10] BORENSTEIN, Carlos Raul; CAMARGO, C. Celso de Brasil. **O setor elétrico no Brasil**: dos desafios do passado às alternativas do futuro. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- [11] BIBLIOTECA DO EXÈRCITO. **Energia elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à Eletrobrás)**. Rio de Janeiro, 1977.
- [12] GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Revista de Administração Pública, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <www.scielo.br/pdf/rap/v43n2/v43n2a02.pdf>. Acesso em: 07 set. 2009.
- [13] BAER, Werner; MCDONALD, Curt. **Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil**: O caso do setor de energia elétrica. [S.l]: 1997. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/pub/ppp/PPP16/PARTE1.doc>>. Acesso em: 07 set. 2009.
- [14] PANORAMA do setor de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.
- [15] POLÍTICAS de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984). Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.
- [16] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, v. 1. Análise retrospectiva, 2007.
- [17] CAMARGO, Luis Gustavo Barduco Cugler. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea**. 2005. 82 f. Dissertação (Bacharelado em Direito) – Universidade Católica de Santos, Santos, 2005. Disponível em: <<http://www3.aneel.gov.br/>

trabalhos/trabalhos/Monografia_Luiz Gustavo.pdf>. Acesso em: 14 set. 2009.

[18] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. v.1. Rio de Janeiro, 2009.

[19] ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2002.

[20] LIMA, Maíra Luísa Milani de. **Licenciamento ambiental e gestão de riscos: o caso da usina hidrelétrica de Barra Grande (RS)**. 2006. 207p. Dissertação (Mestrado em Direito) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006. Disponível em: <[http://www.maternatura.org.br/hidreletricas/biblioteca_docs/Licenciamento ambiental e gestao de riscos.pdf](http://www.maternatura.org.br/hidreletricas/biblioteca_docs/Licenciamento_ambiental_e_gestao_de_riscos.pdf)>. Acesso em: 14 set. 2009.

[21] NOGUEIRA, Ana Carolina Casagrande. **Política energética, sustentabilidade e Direito: licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas no Estado de Santa Catarina**. Florianópolis, 2005. Dissertação (Mestrado em Direito) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

[22] BERMANN, Célio. **A perspectiva da sociedade brasileira sobre a definição e implementação de uma política energética sustentável – uma avaliação da política oficial**. Brasília, 2002. Texto de palestra proferida na Câmara dos Deputados, Seminário Internacional Fontes alternativas de energia e Eficiência energética – opção para uma política energética sustentável no Brasil. Brasília, DF, 18-20 de junho de 2002. Disponível em: <www.riosvivos.org.br/arquivos/571566216.pdf >. Acesso em: 14 set.2009.

[23] ZILLES, Roberto. **Energia Solar Fotovoltaica**. [S.l], [2002?]. Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/arquivos/1242925239.pdf>>. Acesso em: 28 set.2009.

[24] SIMIONI, Carlos Alberto. **O uso de energia renovável sustentável na matriz energética brasileira: obstáculos para o planejamento e ampliação de políticas sustentáveis**. Dissertação (Doutorado em Meio Ambiente e Desenvolvimento) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2006. Disponível em: <<http://dspace.c3sl.ufpr.br/dspace/bitstream/1884/>

5080/1/Carlos Aberto Simioni.pdf>. Acesso em: 14 set. 2009.

[25] BOYLE, Godfrey. **Renewable Energy: power for a sustainable future**. Cambridge: Oxford, 2004.

[26] CRAVEIRO, Paulo Marcos Aragão. **Energia solar para a produção de eletricidade**. Seminário de Tecnologia da COELSE, Fortaleza, CE, Outubro de 1995.

[27] PIANEZZOLA, Gilberto. **Mapas de complementaridade dos potenciais solar e eólico no estado do Rio Grande do Sul**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006. Disponível em: <ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/pianezzola.pdf>. Acesso em: 01 out. 2009.

[28] TIBA, Chigueru. et al. **Atlas solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres**. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

[29] KRENZINGER, Arno. PINHO, João Tavares. **A energia solar no Brasil e suas perspectivas futuras**. In: Congreso Iberoamericano de Energia Solar, 9., 2008, Vigo (Espanha). Disponível em: < http://www.arquitectosantofagasta.cl/cies2008/CONGRESO_SOLAR/Articulos/1219_CIES2008.pdf >. Acesso em: 01 out. 2009.

[30] CRESESEB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 1999.

[31] RÜTHER, Ricardo; JUNIOR, Jair Urbanetz; DOS SANTOS, Isis Portolan. **Energia solar fotovoltaica como parte complementar de energia elétrica para residências na busca da sustentabilidade**. Fortaleza, 2008. XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. Disponível em: <http://www.lepten.ufsc.br/publicacoes/solar/eventos/2008/ENTAC/santos_urbanetz.pdf>. Acesso em: 14 set. 2009.

[32] RÜTHER, Ricardo. **Sistema solar fotovoltaico interligado à arquitetura de edificação urbana e interligado à rede elétrica pública**. Coletânea de artigos: energia solar e eólica. Rio de Janeiro: CRESESEB, 2003.

- [33] LAFAY, Jean-Marc Stephane. **Análise energética de sistemas de aquecimento de água com energia solar e gás**. Dissertação (Doutorado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005. Disponível em < <ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/lafay.pdf> >. Acesso em 23 out. 2009.
- [34] HUDSON, L.G.; MARKELL, J. **Solar technology**. Reston: Reston Publishing Company, 1985.
- [35] MINEIRO, Edílson Sá Junior. **Sistema fotovoltaico para iluminação pública em horário de ponta**. 2004. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2004. Disponível em: <<http://www.dee.ufc.br/~demercil/Pesquisa/GERAR1000/Docs/Disserta%87%c6o%20-%20Edilson%20Mineiro%20-%202004.pdf>>. Acesso em 15 out. 2009.
- [36] VERA, Luis Horacio. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2004. 187 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/vera.pdf>>. Acesso em 23 out. 2009.
- [37] COELHO, Kefas Damazio. **Estudo de uma fonte ininterrupta de corrente contínua de baixa potência gerenciada por um microcontrolador**. 2004. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001. Disponível em: <<http://www.dee.ufc.br/~demercil/Pesquisa/GERAR1000/Docs/dissertacao-kefas.pdf>>. Acesso em 29 out. 2009.
- [38] SEDRA, Adel; SMITH, Kenneth. **Microeletrônica**. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.
- [39] MEZAROBA, Marcelo. **Sistema de bombeamento de água com energia obtida de painéis fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

- [40] SIEMENS. **Solar Module SP75**. Manual Técnico da Siemens, novembro de 1998.
- [41] MOURA. **Catálogo Técnico – Famílias MF e MC**. [200-?]. Ref.: MC012001. Disponível em: <www.sistab.com.br/produtos/baterias/CATALOGO_PORTUGUES.pdf>. Acesso em: 05 nov. 2009.
- [42] LOURENÇO, Ivo Junior. **Estudo de um sistema de aquecimento de água híbrido gás-solar**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/lourenco.pdf>>. Acesso em 10 nov. 2009.
- [43] LIMA, Juliana Benoni Arruda. **Otimização de sistema de aquecimento solar de água em edificações residenciais unifamiliares utilizando o programa TRNSYS**. 2003. 123 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3146/tde-03032004-153752/publico/Juliana.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2009.
- [44] RESERVATÓRIO térmico, O. [200-]. Informações técnicas de reservatórios da empresa Solares – Aquecimento Solar. Disponível em: <<http://www.solares-online.com.br/index.php?codpagina=00019341>>. Acesso em: 16 nov. 2009.
- [45] MARQUES, Maurício Nunes. **Aquecedores de água: tipos, características e projeto básico**. 2006. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2006.
- [46] BEZERRA, Arnaldo Moura. **Aplicações térmicas da energia solar**. 3. ed. João Pessoa: Editora Universitária/UFPB, 1998.
- [47] LUCHINI, Octávio Matos. **Projeto básico e estudo de viabilidade econômica de um sistema de aquecimento de água para uso doméstico**. 2007. Dissertação (graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2007. Disponível em:

<http://www2.ele.ufes.br/~projgrad/documentos/PG2007_1/octaviomatosluchini.pdf>.

Acesso em: 12 nov. 2009.

[48] VIANNA, Marcos Rocha. **Instalações Hidráulicas Prediais**. 2. ed. Belo Horizonte: Imprimatur Artes Ltda., 1998. 798 p.

[49] PREFEITURA MUNICIPAL DE VILA RICA . Aquisição de materiais elétricos para a manutenção da rede de iluminação pública do município de vila rica. 2009. Licitação nº227472. Disponível em: <<http://www.licitacoes-e.com.br/>>. Acesso em 17 nov. 2009

[50] CONTROLADORES de carga. [200-] Disponível em: <<http://tecnoblog.net/loja/controlador-carga/>>. Acesso em 17 nov. 2009.

[51] SIEMENS SR-100. [200-] Disponível em: <<http://www.centrix-intl.com/details.asp?productid=6305>>. Acesso em: 17 nov. 2009.

[52] BATERIAS, carregadores, rádios e eletrônica. [2008?]. Disponível em: <<http://www.e-voo.com/>>. Acesso em 17 nov. 2009.

[53] SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. **Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais**. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 5., 2006, Brasília. Disponível em: <https://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe_2006.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2009.

[54] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2002**. [2002]. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em: 30 mar. 2006

[55] JARDIM, Carolina da Silva et al. **O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso**. [S.l]. [2002?]. Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/%2Fagrenner%2Ffanais%2F2004%2FTrabalho%2520120.pdf>>. Acesso em 14 set. 2009.

- [56] SALAMONI, Isabel Tourinho. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004. Disponível em: < <http://www.tede.ufsc.br/teses/PECV0319.pdf> >. Acesso em 19 nov. 2009.
- [57] SHAYANI, Rafael Amaral. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células**. 205 f. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006. Disponível em: < http://engenharia.shayani.net/Medicao_rendimento_FV_1.pdf >. Acesso em: 19 nov. 2009.
- [58] BAPTISTA, Alessandra Sleman Cardoso. **Análise da viabilidade econômica da utilização de aquecedores solares de água em resorts no Nordeste do Brasil**. 2006. 158 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://cenergia.org.br/ppe/production/tesis/asleman.pdf>>. Acesso em 15 nov. 2009.
- [59] DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar engineering of thermal processes**. 2. ed. New York: Wiley-Interscience, 1991.
- [60] BARTOLI, Julio Roberto et al. **Eficiência Térmica de Coletores Solares de Baixo Custo - CSBC**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais, 17., 2006, Foz do Iguaçu. Disponível em: <<http://www.metallum.com.br/17cbecimat/resumos/17cbecimat-414-005.pdf>>. Acesso em: 16 nov. 2009. Resultados e preços envolvidos no estudo disponíveis em: <<http://csbc.incubadora.fapesp.br/portal>>.

ANEXO I – ESTUDO TEÓRICO DOS COLETORES [46]

Os equipamentos utilizados na captação da radiação solar sejam eles formados por sistemas de absorção ou de reflexão, estão constantemente submetidos às variações desta radiação em função das condições atmosféricas, principalmente em regiões de forte nebulosidade, e às variações na posição do sol ao longo do dia e da época do ano, que exercem influência no desempenho do coletor. Por esta razão a eficiência de um coletor pode ser instantânea, horária ou diária.

Assim, tem-se que a eficiência instantânea (η) dada por:

$$\eta = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \frac{Q_u}{A_C} dt}{\int_{t_1}^{t_2} I_r \cdot dt} \quad (\text{A-1})$$

E para um determinado tempo t :

$$\eta_t = \frac{Q_u}{A_C \cdot I_r} \quad (\text{A-2})$$

Sendo que, no decorrer do dia tem-se:

$$\eta_d = \frac{\sum Q_u}{A_C \sum I_r} \quad (\text{A-3})$$

Onde Q_u é a energia total útil transferida ao fluido de trabalho, I_r é a incidência solar total que chega ao absorvedor e A_C é a área útil do coletor, exposta à radiação solar.

A.1.1 – Balanço térmico

O desempenho de um coletor está relacionado com a energia por ele absorvida e a energia perdida. A relação entre elas define o seu balanço térmico.

A equação representativa do balanço térmico é dada por:

$$Q = Q_a - Q_p \quad (\text{A-4})$$

Onde Q é o calor líquido entregue pelo coletor ao fluido de trabalho, Q_a é o calor absorvido pelo coletor e Q_p é o calor perdido pelo coletor, representado pelas perdas térmicas.

O calor absorvido Q_a é função da energia incidente I_r , da área útil do coletor A_C e de um fator ($\lambda\alpha$) que representa o produto da transmissividade-absortividade da cobertura transparente e placa absorvedora, fator este referido como eficiência ótica do sistema. Assim sendo teremos:

$$Q_a = I_r \cdot A_C \cdot \lambda\alpha \quad (\text{A-5})$$

As perdas térmicas Q_p são referidas à temperatura T_p da placa coletora em relação à temperatura ambiente T_a . As perdas térmicas por convecção são usualmente representadas por um coeficiente global de perdas (P_t), de tal modo que:

$$Q_p = P_t \cdot A_C \cdot (T_p - T_a) \quad (\text{A-6})$$

Substituindo os valores de Q_a e Q_p na equação (A-3), tem-se:

$$Q_p = I_r \cdot A_C \cdot \lambda\alpha - P_t \cdot A_C \cdot (T_p - T_a) \quad (\text{A-7})$$

Sendo I_r normalmente expresso por unidade de área e sendo Q o calor líquido na área do coletor, pode-se expressar o seu valor por unidade de área, de modo que:

$$q = \frac{Q_p}{A_C} = \frac{I_r \cdot A_C \cdot \lambda\alpha - P_t \cdot A_C \cdot (T_p - T_a)}{A_C} = I_r \cdot \lambda\alpha - P_t \cdot (T_p - T_a) \quad (\text{A-8})$$

A equação (A-7) é conhecida como equação de HOTTEL-WHILLIER.

A.1.2 – Eficiência do Coletor

A eficiência do coletor é expressa pela equação:

$$\eta = \frac{q}{I_r} \quad (\text{A-9})$$

Substituindo q pelo seu valor dado pela equação de HOTTEL-WHILLIER tem-se:

$$\eta = \lambda\alpha - \frac{P_t \cdot (T_p - T_a)}{I_r} \quad (\text{A-10})$$

As perdas representadas por P_t ocorrem por diversos mecanismos. Entre a placa absorvedora e o seu exterior, as perdas térmicas são devidas a radiação e convecção, porém em diferentes proporções. Entre o isolamento térmico e o exterior do coletor, as perdas são por condução.

Embora estas perdas possam ser calculadas, é comum estimar um valor para elas, de tal modo que P_t possa ser considerado constante. Para um coletor bem projetado o valor de P_t situa-se entre 0,5 e 0,75 W/°Cm².

O termo $\lambda\alpha$ depende do tipo de cobertura transparente, do número de coberturas, do tipo de placa absorvedora e do material da placa. No caso mais geral (pintura de preto fosco e uma cobertura transparente) o produto $\lambda\alpha$ é considerado constante e igual a 0,8.

Portanto, tem-se que para P_t e $\lambda\alpha$ constantes, a equação (A-9) permite a construção de um gráfico da eficiência pela função eficiência (F_e) mostrada na Figura A.1.

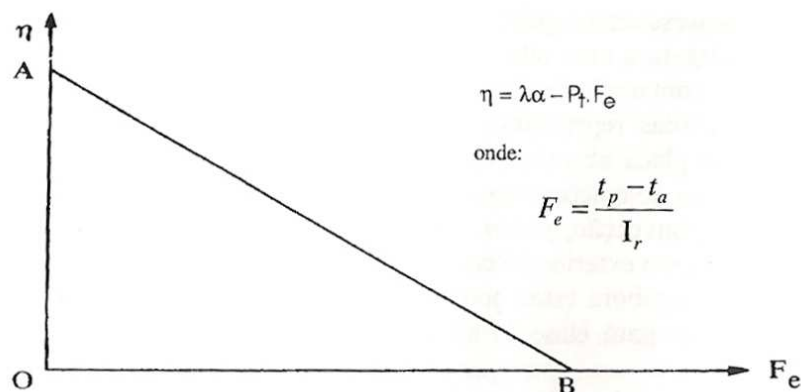


Figura A.1 – Eficiência do coletor para determinados valores de P_t e $\lambda\alpha$

A.1.3 – Desempenho efetivo do coletor

As equações anteriores permitem obter uma primeira aproximação do desempenho de um coletor, considerando um determinado instante (t) de funcionamento do sistema. Tem-se que durante um tempo (T) mais longo de operação, ocorrem variações na intensidade de radiação, temperatura ambiente, temperatura do coletor, etc, de modo que o que se obtém é um desempenho instantâneo do coletor.

Para se obter valores mais confiáveis do desempenho efetivo do coletor, deve-se levar em consideração o total da radiação incidente no coletor durante o tempo T , que deve ser suficientemente logo, no qual se observem as variações referidas, e também deve-se ter um tanque de estocagem de água quente suficientemente grande de forma que se verifique o equilíbrio térmico da água contida no coletor, permanecendo invariável no tempo.

Com base neste raciocínio a equação (A-7) pode ser re-escrita de tal modo que:

$$qT = \lambda\alpha \cdot \bar{I}_r(T) - P_t \cdot (t_p - \bar{t}_a)T \quad (\text{A-11})$$

Onde $\bar{I}_r(T)$ é a média da radiação incidente o coletor durante o tempo T considerado e \bar{t}_a é a média da temperatura ambiente durante o tempo T .

Os valores de I_r e t_a podem ser obtidos por integração da equação (A-7) para um tempo infinitesimal dt , de tal modo que:

$$q(t)dt = \lambda\alpha \cdot \bar{I}_r(t)dt - P_t |t_p - \bar{t}_a(t)| dt \quad (\text{A-12})$$

Onde por integração do primeiro e do segundo termos do segundo membro da equação (A-12) obtém-se \bar{I}_r e \bar{t}_a .

A.1.4 – Temperatura da água na saída do coletor

As variações da temperatura ambiente e radiação incidente em um coletor solar durante um determinado tempo de operação do sistema, não oferecem condições para

determinar com precisão a temperatura de trabalho efetiva do fluido, a não ser no caso em que se utilize a média diária ou mensal dos parâmetros tais como, intensidade de radiação, temperatura ambiente, etc.

No presente cálculo os valores obtidos são valores instantâneos que servem para se ter uma razoável idéia da temperatura da água na saída do coletor, podendo no instante seguinte haver uma variação do valor calculado, bastando para isso que haja uma variação significativa da incidência solar no sistema de aquecimento.

Seja t_E a temperatura da água na entrada do coletor e t_S a temperatura na saída, o calor sensível transferido para a água será:

$$\Delta T = t_S - t_E \quad (\text{A-13})$$

A quantidade de calor necessária para transferir à água uma temperatura correspondente a ΔT será:

$$Q_u = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T = \dot{m} \cdot C_p \cdot (t_S - t_E) \quad (\text{A-14})$$

Onde \dot{m} é o fluxo de massa dado em litros/hora e C_p é o calor específico da água, dado em Kcal/Kg°C.

Parte do calor transferido à água pelo coletor é por sua vez cedido ao ambiente, que se encontra a uma temperatura t_a .

Durante o percurso da água no interior da grade de tubos do coletor, a sua temperatura vai gradativamente aumentando, a partir de t_E até atingir t_S na saída do coletor, ao mesmo tempo em que parte do calor absorvido pela água vai sendo transferido para o ambiente, Isto constitui em uma perda térmica t_p dada por:

$$t_p = \left(\frac{t_S - t_E}{2} \right) - t_a \quad (\text{A-15})$$

O calor perdido Q_p devido a queda de temperatura do fluído ao trocar calor com o ambiente é dada por:

$$Q_p = K \cdot A_c \cdot t_p = K \cdot A_c \left(\frac{t_s - t_E}{2} \right) - t_a \quad (\text{A-16})$$

Onde K é o coeficiente de absorção do vidro ($\text{W}/\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$), A_c é a área do coletor em m^2 e t_a é a temperatura do ambiente em $^\circ\text{C}$. A quantidade de calor incidente no coletor será:

$$Q_i = I_r \cdot A_c \cdot \lambda\alpha \quad (\text{A-17})$$

E o calor útil absorvido pelo coletor será:

$$Q_u = Q_i - Q_p \quad (\text{A-18})$$

Equação esta que expressa o balanço térmico do coletor.

Substituindo nesta equação os seus termos pelos seus respectivos valores fica-se com:

$$\dot{m} \cdot C_p \cdot (t_s - t_E) = I_r \cdot A_c \cdot \lambda\alpha - K \cdot A_c \left(\frac{t_s - t_E}{2} \right) - t_a \quad (\text{A-19})$$

Portanto,

$$t_s = \frac{2I_r \cdot A_c \cdot \lambda\alpha + t_E(2\dot{m} \cdot C_p - K \cdot A_c) + 2K \cdot A_c \cdot t_a}{2\dot{m} \cdot C_p + K \cdot A_c} \quad (\text{A-19})$$

Onde os valores usuais de K são:

- Para um vitral: $K = 5,5 \text{ W}/\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$
- Para dois vitrais: $K = 3,3 \text{ W}/\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$

O fator $\lambda\alpha$ por sua vez é aproximadamente igual a 0,8.

ANEXO II – DADOS DO COLETOR SOLAR

Energia (Solar)		COLETOR SOLAR PLANO JMS NEUTRAL (DA)	
Fabricante		AQUATEMP	
Marca		392	
Modelo		140	
Pressão de Funcionamento (kPa)	(IN 4.6)	BANHO	
Aplicação			
Mais eficiente		B	
A			
B			
C			
D			
Menos eficiente			
Produção Mensal de Energia:			
- Por m2 de coletor (kWh/mês.m2)		74,3	
- Por coletor (kWh/mês)		133,0	
Área externa do Coletor (m²)		1,79	
Eficiência Energética Média (%)		56,9	
<small>Regulamento Específico para Sistemas e Equipamentos para Aquecimento Solar de Água - RESOLUÇÃO</small> <small>Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho.</small>			
PROCEL		INMETRO	
<small>PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</small> <small>IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA ESTÁ EM DISACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR</small>			

Figura A.2– Etiqueta do coletor solar

Fonte: LUCHINI [47]



Figura A.3– Coletor solar utilizado

Fonte: LUCHINI [47]

MODELO	AQUATEMP HORIZONTAL	CORA VERTICAL	CORA HORIZONTAL	AQUATEMP VERTICAL
Classificação INMETRO	B	B	B	B
Produção Média Energia (%)	55,7	48,9	47,8	56,9
Produção Energia kWh/Mês	133	138	138	133
Comprimento (mm)	1100	2020	940	1620
Largura (mm)	1620	940	2020	1100
Altura (mm)	75	75	75	75
Tubulação (mm)	22	22	22	22
Espessura Isolamento (mm)	50	50	50	50
Peso (kg)	25	27		28

Fonte: LUCHINI [47]

ANEXO III – DADOS DO BOILER

DADOS TÉCNICOS							
<i>Capacidade</i>	Litros	1000	1500	2000	3000	4000	5000
<i>Potência</i>	kW	18	24	24	27	36	45
<i>Capacidade Calorífica</i>	kcal/h	15.480	20.640	20.640	23.220	30.960	38.700
<i>Vazão com ΔT 50°C</i>	l/h	294	400	400	441	588	735
<i>Tensão Trifásica</i>	Volt	220/440	220/440	220/440	220/440	220/440	220/440
<i>Entrada de Água</i>	Pol	2	2	2	2½	3	3
<i>Saída de Água</i>	Pol	2	2	2	2½	3	3
<i>Dreno</i>	Pol	1¼	1¼	1¼	1½	2	2
<i>Retorno</i>	Pol	1	1	1	1½	1½	1½
<i>Válvula de Alívio</i>	Pol	½	¾	1	1	1½	2

Fonte: LUCHINI [47]

DIMENSÕES								
HORIZONTAL	ALTURA	mm	1300	1350	1420	1620	1850	1850
	DIAMETRO	mm	1000	1000	1100	1300	1550	1500
	PESO	kg	360	520	590	750	1100	1300
VERTICAL	ALTURA	mm	2350	2090	2390	2900	3400	3650
	DIAMETRO	mm	1000	1250	1350	1450	1550	1650
	PESO	kg	340	510	650	700	900	1200

Fonte: LUCHINI [47]

ANEXO IV – DADOS SOLARIMÉTRICOS DO RS

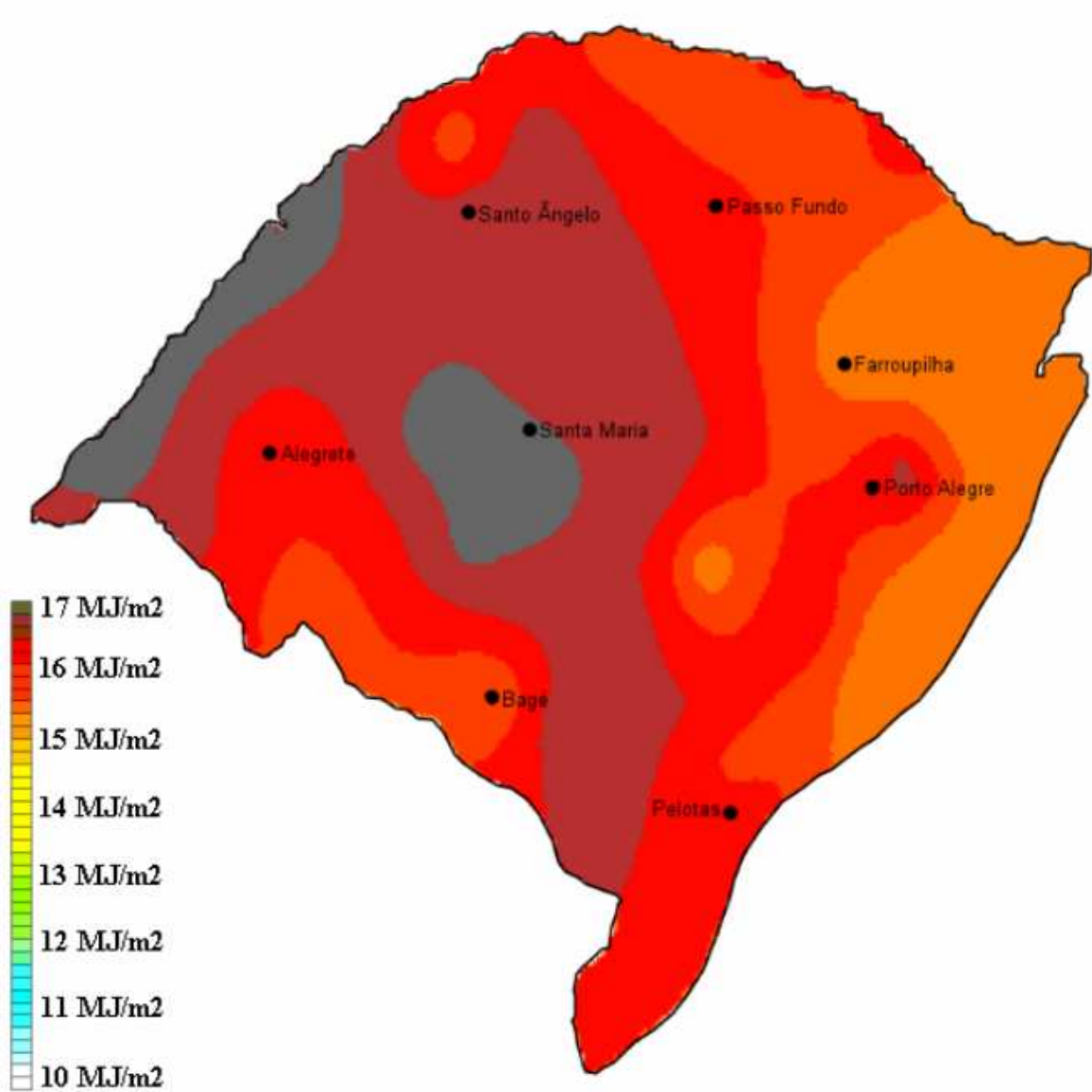


Figura A.4 – Radiação solar inclinada a 45° no verão
Fonte: PIANEZZOLA [27]

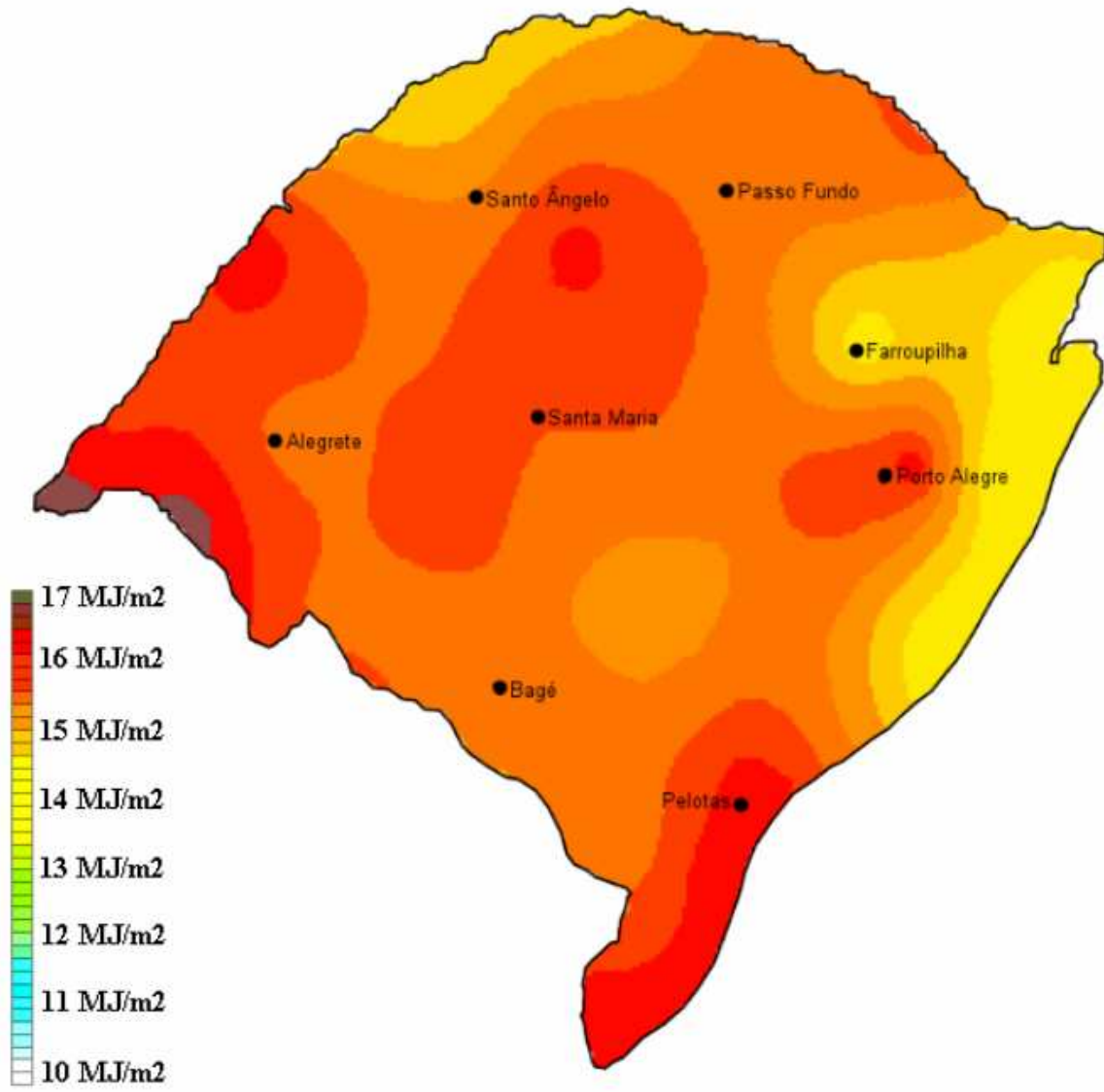


Figura A.5– Radiação solar inclinada a 45° no outono
Fonte: PIANEZZOLA [27]

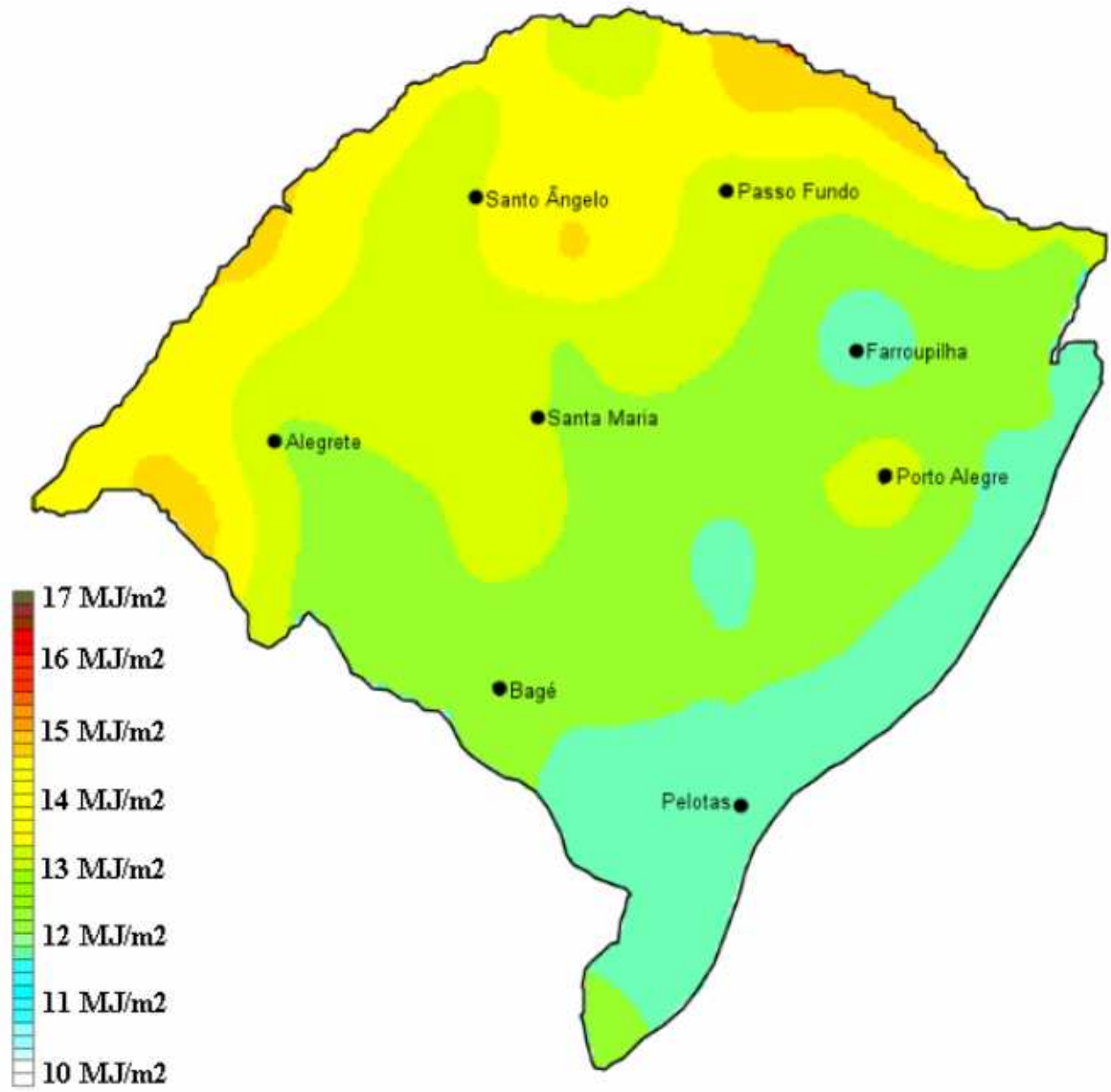


Figura A.6– Radiação solar inclinada a 45° no inverno
Fonte: PIANEZZOLA [27]

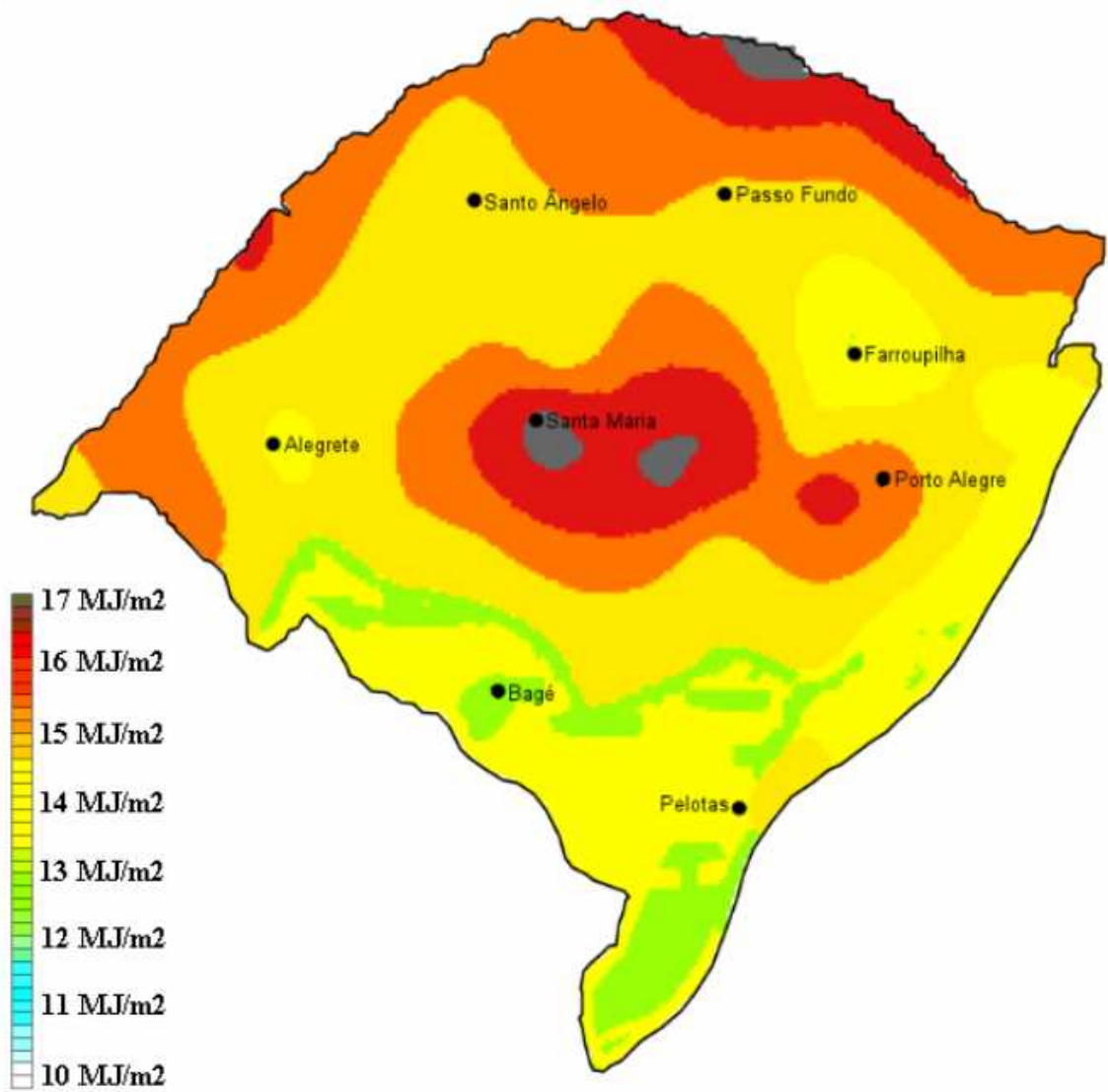


Figura A.7 – Radiação solar inclinada a 45° na primavera
Fonte: PIANEZZOLA [27]