

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA  
FOTOVOLTAICA: UMA PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO PARA A  
CÂMARA DOS DEPUTADOS

RAPHAEL FELIPE DE SOUSA

ORIENTADOR: MAURO MOURA SEVERINO

MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

BRASÍLIA/DF – JULHO/2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA  
FOTOVOLTAICA: UMA PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO PARA A  
CÂMARA DOS DEPUTADOS

RAPHAEL FELIPE DE SOUSA

MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADOR POR:

---

PROF. MAURO MOURA SEVERINO, Dr. (UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA)  
(ORIENTADOR)

---

PROF. RAFAEL AMARAL SHAYANI (EXAMINADOR INTERNO)

---

ENG. FRITZ WALTER MOHN (EXAMINADOR EXTERNO)

## FICHA CATALOGRÁFICA

DE SOUSA, RAPHAEL FELIPE

Análise técnico – econômica da geração de energia fotovoltaica: uma proposta de implantação para a Câmara dos Deputados [Distrito Federal] 2009.

xiii, 83p., 210x297mm (ENE/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Elétrica, 2009)

Monografia de Projeto Final – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- |                                 |                              |
|---------------------------------|------------------------------|
| 1. Geração fotovoltaica         | 2. Sistemas isolados         |
| 3. Sistemas interligados à rede | 4. Análise técnico-econômica |
| I. ENE/FT/UnB                   | II. Título (série)           |

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

DE SOUSA, R.F. (2009). Análise técnico – econômica da geração de energia fotovoltaica: uma proposta de implantação para a câmara dos deputados. Monografia de Projeto Final, Publicação G.PF-xxx/xx, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xx p.

## CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Raphael Felipe de Sousa  
TÍTULO DA MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL: Análise técnico – econômica da geração de energia fotovoltaica: uma proposta de implantação para a Câmara dos Deputados.  
GRAU / ANO: Bacharel em Engenharia Elétrica / 2009

É concedida à Universidade de Brasília a permissão para reproduzir cópias desta monografia de Projeto Final e para empréstas ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa monografia de Projeto Final pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Raphael Felipe de Sousa

Sqn 405 Bloco K Apto 206, Asa Norte

70846-110 – Brasília/DF – Brasil

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à Deus por ter me dado força, condições e principalmente pessoas para me apoiar nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais, irmãos, parentes, namorada, e amigos por sempre estarem comigo, até nos momentos mais nervosos do trabalho.

Ao professor e amigo Mauro Moura Severino, pela orientação, apoio, conselhos e principalmente confiança, que foram fundamentais para que esse trabalho fosse realizado.

Ao professor Rafael Shayani, que se disponibilizou e me ajudou na produção desse trabalho sem medir esforços.

A todos os amigos da Câmara dos Deputados, em especial o Sérgio Meireles, pelo companheirismo e paciência nos trabalhos realizados.

## **RESUMO**

### **ANÁLISE TÉCNICO – ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA: UMA PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO PARA A CÂMARA DOS DEPUTADOS**

Este trabalho trata de possíveis sistemas para substituir a energia consumida da rede elétrica convencional para o suprimento por energia fotovoltaica. Foram realizadas as medições de todos os parâmetros necessários para o dimensionamento dos sistemas e em seguida a análise comparativa dos custo de implantação, custo de energia e tempo de retorno de investimento, com a finalidade de encontrar economicamente a melhor opção, e propor a implantação desse sistema para a Câmara dos Deputados.

Nenhum dos sistemas estudados, de produção de energia fotovoltaica, é economicamente viável, porém o sistema que apresentou maiores vantagens foi o sistema interligado à rede interna.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1.1 – Extrato da patente da primeira célula solar, registrada em março de 1954.....	10
Figura 4.1.2 – Funcionamento de células solares.....	11
Figura 4.1.3 – Operação de uma célula FV.....	11
Figura 4.1.4 – Estrutura básica de uma célula FV de silício genérica.....	12
Figura 5.1.1 – Apresentação dos dados da estação automática.....	21
Figura 5.1.2 – Insolação total diária em Brasília – Dezembro de 2008.....	29
Figura 5.2.1 – Painel fotovoltaico de silício amorfo.....	33
Figura 5.2.2 – Bateria de chumbo ácido.....	34
Figura 5.2.3 – Vida útil de uma bateria em relação à temperatura de trabalho.....	35
Figura 5.2.4 – Controlador de carga.....	35
Figura 5.2.5 – Inversor CC/CA de senóide pura: convencional e Grid-tie.....	36
Figura 5.3.1 – Divisão dos quadros de cargas do Anexo II.....	42
Figura 5.4.1 – Cobertura do Anexo II.....	43
Figura 5.4.2 – Planta baixa – cobertura Anexo II.....	43
Figura 5.4.3 – Planta baixa – cobertura Anexo III.....	44
Figura 5.5.3.1 – Imagens do Software de Análise.....	55
Figura 5.5.3.2 – Inversor de Frequência e esquema de ligação.....	55
Figura 5.5.5.1 – Sistema solar fotovoltaico de 2kWp instalado na UFSC em Florianópolis.....	60
Figura 6.2.1 – Enquadramento do Consumidor.....	61
Figura 6.2.2 – Tarifas CEB.....	62

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Balanço Energético Nacional 2008 – Ano Base 2007.....	5
Gráfico 4.2.1– Evolução do preço dos painéis solares no Japão (US\$/W).....	18
Gráfico 4.2.2 – Capacidade mundial existente de PV solar.....	18
Gráfico 4.2.3 – Evolução dos custos de painéis solares fotovoltaicos (Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais, 2006).....	23
Gráfico 6.3.1 – Custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo II.....	68
Gráfico 6.3.2 – Custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo III.....	68
Gráfico 6.3.3 – Comparação do CAE dos sistemas de energia-Anexo II.....	73
Gráfico 6.3.4 – Comparação do custo de energia de todos os sistemas-Anexo II.....	74
Gráfico 6.3.5 – Comparação do CAE de todos os sistemas-Anexo III.....	76
Gráfico 6.3.6 – Comparação do custo de energia de todos os sistemas-Anexo III.....	76

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 4.1.1 – Vantagens e Desvantagens do sistema fotovoltaico.....	15
----------------------------------------------------------------------	----



## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1.1 – Energia Primaria per capta.....	17
Tabela 4.2.2 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia.....	21
Tabela 5.1.1– Radiação solar diária entre 01/01/2008 a 31/05/2009.....	30
Tabela 5.1.2 – Médias mensais de radiação diária.....	30
Tabela 5.3.1 – Divisão das cargas por circuito do Anexo II.....	38
Tabela 5.3.2 – Divisão das cargas por circuito do Anexo III.....	39
Tabela 5.3.3 – Potência de iluminação do Anexo II.....	41
Tabela 5.3.4 – Potência de iluminação do Anexo III.....	41
Tabela 5.3.5 – Potência e energia de iluminação do Anexo II.....	42
Tabela 5.3.6 – Potência e energia de iluminação do Anexo III.....	42
Tabela 5.5.1.1 – Dimensionamento de Baterias.....	46
Tabela 5.5.1.2 – Fator de Correção de temperatura.....	47
Tabela 5.5.1.3 – Quantitativo de equipamento do sistema isolado – Anexo II.....	49
Tabela 5.5.1.4 – Quantitativo de equipamento do sistema isolado – Anexo III.....	50
Tabela 5.5.2.1 – Quantativo de equipamentos para hora de ponta-Anexo II.....	53
Tabela 5.5.2.2 – Quantitativo de equipamento para horário de ponta-Anexo III.....	54
Tabela 5.5.3.1 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna – ANEXO II.....	57
Tabela 5.5.3.2 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna - ANEXO III.....	57
Tabela 5.5.4.1 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna com bateria – Anexo II.....	58

Tabela 5.5.4.2 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna com baterias-Anexo III.....	59
Tabela 5.5.5.1 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.....	60
Tabela 6.2.1 – Consumo total de energia dos Anexos II e III, mês de Abril de 2009.....	63
Tabela 6.3.1 – Planilha de custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo II.....	65
Tabela 6.3.2 – Planilha de custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo III.....	66
Tabela 6.3.3 – Taxa de câmbio (R\$/US\$).....	67
Tabela 6.3.4 – Planilha de comparação entre sistemas fotovoltaicos e convencional –Anexo II.....	72
Tabela 6.3.5 – Planilha de comparação entre sistemas fotovoltaicos e convencional –Anexo III.....	75
Tabela 6.4.1 – Tempo de retorno do investimento para todos os sistemas dos Anexos II e III.....	78

## **LISTA DE ABREVIATURAS, NOMENCLATURAS E SÍMBOLOS**

ANAC – AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

BSF – BACK SURFACE FIELD

CAE – CUSTO ANUAL EQUIVALENTE

CAEIL – CUSTO ANUAL EQUIVALENTE DE IMPLANTAÇÃO LÍQUIDO

CC – CORRENTE CONTÍNUA

CdS – SULFITO DE CÁDMIO

CEB - COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA

CGEE - CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS

CIGS - COBRE-ÍNDIO-GÁLIO-SELÊNIO

CPT – CONDIÇÕES PADRÕES DE TESTE

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA

EPIA - EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION

FRC – FATOR DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL

FV – FOTOVOLTAICO (A)

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

INMET – INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA

kW - QUILOWATT

Mo – MOLIBDÊNIO

O&M – OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

ONGs – ORGANIZAÇÕES NÃO GOVERNAMENTAIS

PNUMA - PROGRAMAS DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O MEIO AMBIENTE.

R\$ - REAL

SELIC – SISTEMA ESPECIAL DE LIQUIDAÇÃO E CUSTÓDIA

UFSC – UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

US\$ - DÓLAR AMERICANO

$V_{ca}$  – TENSÃO EM CORRENTE ALTERNADA

$V_{cc}$  – TENSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

W – WATT

# SUMÁRIO

LISTA DE GRÁFICOS.....	vi
LISTA DE QUADROS.....	vii
LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE ABREVIATURAS, NOMENCLATURAS E SÍMBOLOS.....	xii
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO.....	1
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO.....	2
1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	2
2 ENERGIA NO BRASIL.....	4
2.1 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2008 – ANO BASE 2007.....	5
3 ENERGIA SOLAR.....	7
3.1 ENERGIA SOLAR FOTOTÉRMICA.....	7
3.2 ARQUITETURA BIOCLIMÁTICA.....	8
3.3 ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	8
4 ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	9
4.1 HISTÓRICO.....	9
4.2 ESTADO-DA-ARTE DA ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	17
4.3 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS.....	21
4.3.1 SILÍCIO MONOCRISTALINO.....	21
4.3.2 SILÍCIO POLICRISTALINO.....	22
4.3.3 SILÍCIO AMORFO.....	22
4.3.4 CÉLULAS CIGS.....	23
5 MATERIAIS E MÉTODOS.....	25
5.1 DADOS METEOROLÓGICOS.....	26

5.2 EQUIPAMENTOS.....	33
5.3 ANÁLISE DAS CARGAS.....	37
5.4 ANÁLISE DA ÁREA DISPONÍVEL PARA LOCAÇÃO DE PAINÉIS.....	43
5.5 SISTEMAS ANALISADOS.....	44
5.5.1 SISTEMA ISOLADO.....	44
5.5.2 SISTEMA EM HORÁRIO DE PONTA.....	50
5.5.3 SISTEMA INTERLIGADO À REDE INTERNA.....	54
5.5.4 SISTEMA INTERLIGADO À REDE INTERNA COM HORÁRIO DE PONTA.....	57
5.5.5 SISTEMA INTERLIGADO À REDE EXTERNA.....	59
6 RESULTADOS E ANÁLISE.....	61
6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	61
6.2 CONSUMO DE ENERGIA ATUAL (CEB).....	61
6.3 ANÁLISE COMPARATIVA DOS SISTEMAS.....	64
6.4 RETORNO DO INVESTIMENTO.....	77
CONCLUSÕES.....	79
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81

# **1 INTRODUÇÃO**

## **1.1 MOTIVAÇÃO**

A energia, nas suas diversas formas e produzidas de diversas fontes, é indispensável à sobrevivência do ser humano. Além da sobrevivência, o homem está sempre procurando evoluir, descobrindo fontes e alternativas de adaptação ao ambiente, aos recursos disponíveis e às suas necessidades. A energia elétrica possui grande espaço no mundo energético por sua versatilidade, baixo custo e conveniência. Dessa forma se tornou indispensável e estratégico para o desenvolvimento econômico e social da sociedade.

A demanda por energia elétrica vive em entena e intensa expansão. Apesar de as indústrias utilizarem equipamentos cada vez mais eficientes, que consomem menos energia, elas não param de crescer. Mas, são as demandas não industriais geram maior crescimento da demanda por energia elétrica. O consumo da classe residencial, por exemplo, tem participação de 24% do consumo total de energia elétrica, e vem aumentando gradativamente. Além disso o consumo per capita de energia elétrica também tem aumentado. Na década de 1980 o consumo era de 1.018 kWh/hab/ano, em 2005 esse consumo já era de 2.049 kWh/hab/ano(Mercado de energia elétrica 2006 – 2015).

O aumento da demanda de energia elétrica geralmente causa excesso da utilização do recurso utilizado e conseqüentemente sua escassez. Isso gera necessidade de novos recursos para acompanhar a demanda energética.

Algumas fontes, como a água, possuem alto custo de estocagem, causando encarecimento da energia. Outras são muito poluentes. Com essas barreiras das fontes mais utilizadas atualmente, surge a necessidade de novas tecnologias, que utilizem energia mais limpa e mais econômica. Deve se considerar também a possibilidade de utilização das novas tecnologias em locais isolados, pois há ainda vários locais que não possuem acesso à redes de energia por serem distantes das fontes geradoras, onde não há interesse em se construir linhas de transmissão de energia, pois o consumo não é tão grande ao ponto de compensar os investimentos e as perdas de transmissão são muito grandes.

As fontes de energia não renováveis, que já foram e ainda são motivação para diversas disputas mundiais, que em muitas vezes resultaram em guerras de proporções inimagináveis, a cada dia vem perdendo espaço nos países que se demonstram preocupado com a saúde do planeta e também com os custos de energia. A diminuição da oferta de fonte não renovável provoca o encarecimento dos produtos derivados deles e mas isso não deve ser visto como um problema, pois dessa forma impulsionam as pesquisas por fontes renováveis.

A energia é fundamental para o desenvolvimento humano, inclusive é utilizado como medidor de desenvolvimento dos países. Por isso mesmo seu consumo é cada vez maior. Essa busca por fontes de energia que foi motivo de vários conflitos mundiais, hoje pode ser visto como incentivo por busca de novas fontes, dessa vez renováveis, o que tem surtido efeito positivo na sociedade, empresas e pesquisas, que buscam substituir ou complementar a energia obtida com fontes não renováveis, ou até mesmo renováveis, com outras fontes renováveis. Além disso, com a preocupação de preservação ambiental, da procura por energia limpa, o Sol vem ganhando destaque. Não se sabe se as empresas realmente estão preocupadas com o meio ambiente ou se estão utilizando a falsa preocupação com energia renovável como marketing, mas o fato de estarem procurando desenvolver e utilizar tecnologias que utilizam fontes não poluentes e renováveis já é positivo.

Com base nessas informações e sabendo se das características positivas da energia fotovoltaica busca se tentar contribuir para a utilização de uma fonte menos ofensiva ao meio ambiente.

## **1.2 OBJETIVO DO TRABALHO**

Esse trabalho tem o objetivo de apresentar as análises técnicas e econômicas dos sistemas fotovoltaicos possíveis de serem instalados nos prédios do Anexo II e III da Câmara dos Deputados, em Brasília.

## **1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO**

Esse trabalho foi dividido em oito capítulos que visam apresentar de forma clara e sucinta alguns aspectos de energia elétrica do Brasil, a importância do sistema fotovoltaico e suas aplicações e resultados.

Esse capítulo tem o intuito de esclarecer a motivação e o objetivo do trabalho.

O capítulo 2 apresenta a situação da energia no Brasil, enquanto o capítulo 3 cita de forma sucinta as possibilidades de se utilizar o sol como fonte de energia. O capítulo 4 detalha melhor a possibilidade que será abordada nesse trabalho, a energia fotovoltaica, que é uma das possibilidades de se obter energia através do sol.

Já no capítulo 5 são feitas as análises do projeto em questão e o estudos dos possíveis sistemas fotovoltaicos que poderão ser aplicados aos Anexos II e III.

No capítulo 6 são feitas análises dos sistemas estudados no capítulo 5 e no último capítulo, o capítulo 7, serão feitas as conclusões do trabalho.



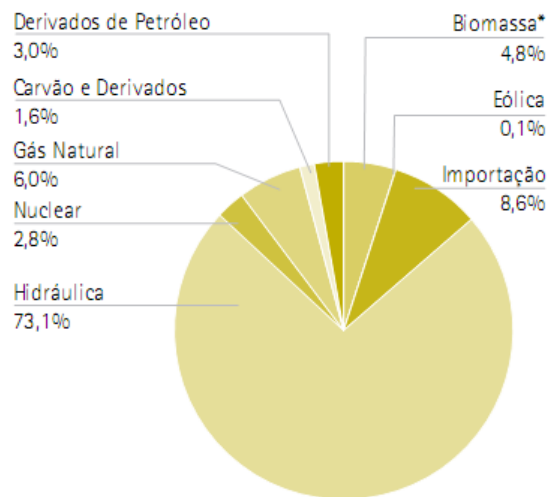
## **2 ENERGIA NO BRASIL**

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2008, a geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de serviço público e de autoprodutoras, atingiu 444,6 TWh em 2007, resultado 6,0% superior ao de 2006. Permanece como principal a contribuição de centrais de serviço público, com aproximadamente 90% da geração total. Nestas, a principal fonte é a energia hidráulica, que apresentou crescimento de 7,0% na comparação com 2006, sendo o Brasil o maior produtor de hidroeletricidade da América Latina e junto com o Paraguai possui a maior usina hidroelétrica do mundo. No cenário mundial é o segundo maior produtor, perdendo apenas para a Noruega. A geração pública a partir de combustíveis apresentou um decréscimo de 8,8%, com redução expressiva na geração a partir da energia nuclear (-12,3%) e do gás natural (-18,6%). A energia hidrelétrica tem a vantagem do baixo custo e não poluir o ar, todavia exige a inundação de grandes áreas o que acarreta alterações drásticas no meio ambiente, além de grande tempo para implantação e alto custo de estocagem.

Embora grande, a produção energética brasileira não consegue atender a demanda interna e por isso ainda recorre às importações, que em 2007 alcançou 41,4 TWh, e somadas à geração interna permitiram uma oferta interna de energia elétrica de 483,4 TWh, montante 5% superior à de 2005 (BEN, 2008).

A exploração abusiva da energia originada de fontes não renováveis, ainda maioria no planeta, traz danos irreversíveis ao meio ambiente. Na média mundial, fontes renováveis correspondem a apenas 18,3% da geração de eletricidade. Bem diferente da média mundial, o Brasil apresenta uma matriz de geração de origem predominantemente renovável, com aproximadamente 75% da oferta sendo atendida por geração interna hidráulica. Somando-se às importações, que essencialmente também são de origem renovável, pode-se afirmar que mais de 80% a eletricidade no Brasil é originada de fontes renováveis – sem considerar que parte da geração térmica é originada de biomassa.

O Gráfico a seguir apresenta a matriz da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2009.



*Fonte: Balanço Energético Nacional 2009 – Preliminar*

**Gráfico 2.1: Estrutura da Oferta Interna Segundo a Natureza da Fonte Primária de Geração (Brasil 2009)**

## **2.1 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2008 – ANO BASE 2007**

A utilização de recursos fósseis para geração de energia é reconhecidamente danosa ao meio ambiente. A elevada emissão de gases para a atmosfera tem como consequência o aquecimento global. A forma de energia que substituirá o combustível fóssil tem que ter a preocupação com a sustentabilidade e, evidentemente, diminuir a atual degradação ambiental.

O desenvolvimento sustentável é aquele que atende às necessidades do presente sem comprometer as necessidades das gerações futuras. Sob este ângulo, a utilização de fontes de energia renováveis merece atenção especial. A pesquisa e o desenvolvimento científico, entretanto, também devem caminhar em busca do desenvolvimento sustentável. A utilização de recursos fósseis poluentes, em lugar de renováveis não-poluentes, justificados por uma possível maior eficiência ou redução de custos, deve ser julgada com uma abordagem holística, direcionando os esforços para a solução que melhor atenda às necessidades da humanidade e da natureza.

O mercado mundial de energias renováveis está em alta, segundo estudo recente divulgado durante a Feira Industrial de Hannover, na Alemanha. Até 2020, esse mercado deverá movimentar 275 bilhões de euros em todo o mundo, enquanto em 2005 o valor era de 60 bilhões de euros.

A importância crescente das energias renováveis foi também recentemente lembrada pelo diretor-executivo do Pnuma (Programas das Nações Unidas para o Meio Ambiente), Achim Steiner. De acordo com ele, o setor já emprega 2,3 milhões de pessoas. "Isso é mais do que o setor de refino de gás e petróleo, no qual trabalham dois milhões de pessoas." No entanto, sabe-se que para crescer ainda mais, o setor de energias renováveis terá que romper o padrão da economia baseada no petróleo.

De acordo Jürgen Meier, diretor do Fórum de Meio Ambiente e Desenvolvimento, organização que reúne as principais ONGs ambientalistas e de ajuda ao desenvolvimento da Alemanha, se as nações industrializadas não mudarem seu foco de ação, poderão ser atropeladas por países emergentes. A China já é líder mundial no uso de energia solar para o aquecimento de água em prédios e residências e tem o mais ambicioso programa de energia eólica do mundo, além de possuir seus próprios fabricantes e não dependerem de importação.

Nessa corrida do desenvolvimento de tecnologias para produção de energia limpa a energia solar vem ganhando destaque por ser o Sol uma fonte inesgotável.

### **3 ENERGIA SOLAR**

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é uma das alternativas energéticas mais promissoras. De fato, indiretamente o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia (possibilita a evaporação da água, origem do ciclo das águas que possibilita o represamento e conseqüente geração de eletricidade; a radiação induz a circulação atmosférica em larga escala, causando ventos; petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar).

O Sol fornece anualmente, para a atmosfera terrestre  $1,5 \times 10^{18}$  kWh de energia, correspondendo a 10000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Assim, além ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica, etc.).

Privilegiado pela alta incidência de insolação em seu território e pelas reservas de quartzo para produção de silício grau solar, usado nos painéis de captação, o Brasil tem condições de figurar em situação bastante confortável quanto à geração energética até a metade deste século. Isso é o que sugere o Estudo Prospectivo para Energia Fotovoltaica, em andamento no Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE). O Brasil tem potencial para se consolidar como uma das principais lideranças no setor de energia solar, alternativa de baixo impacto ambiental que deverá gerar milhões de empregos nos próximos anos.

Algumas formas de utilização da energia solar são apresentadas a seguir.

#### **3.1 ENERGIA SOLAR FOTOTÉRMICA**

O interesse está na quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo. A utilização dessa forma de energia implica saber captá-la e armazená-la. Os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar fototérmica são conhecidos como coletores solares.

Os coletores solares são aquecedores de fluidos (líquidos ou gasosos) e são classificados em coletores concentradores e coletores planos em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final (água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos, gases para acionamento de turbinas, etc.).

Os coletores solares planos são, hoje, largamente utilizados para aquecimento de água em residências, hospitais, hotéis, etc. devido ao conforto proporcionado e a redução do consumo de energia elétrica.

### **3.2 ARQUITETURA BIOCLIMÁTICA**

Chama-se arquitetura bioclimática o estudo que visa harmonizar as construções ao clima e características locais, pensando no homem que habitará ou trabalhará nelas, e tirando partido da energia solar, através de correntes convectivas naturais e de micro climas criados por vegetação apropriada. É a adoção de soluções arquitetônicas e urbanísticas adaptadas às condições específicas (clima e hábitos de consumo) de cada lugar, utilizando, para isso, a energia que pode ser diretamente obtida das condições locais.

A arquitetura bioclimática não se restringe a características arquitetônicas adequadas. Preocupa-se, também, com o desenvolvimento de equipamentos e sistemas que são necessários ao uso da edificação (aquecimento de água, circulação de ar e de água, iluminação, conservação de alimentos, etc.) e com o uso de materiais de conteúdo energético tão baixo quanto possível.

### **3.3 ENERGIA FOTOVOLTAICA**

É energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico). A energia é produzida por painéis fotovoltaicos, que geram tensão em corrente contínua. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

A energia Fotovoltaica é o objeto desse trabalho e será mais detalhada nas linhas que se seguem.

## **4 ENERGIA FOTOVOLTAICA**

### **4.1 HISTÓRICO**

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel que verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz (Brito, 2006).

Em 1877, dois inventores norte americanos, W. G. Adams e R. E. Day utilizaram as propriedades fotocondutoras do selênio para desenvolver o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz. Tratava-se de um filme de selênio depositado num substrato de ferro e com um segundo filme de ouro, semitransparente, que servia de contato frontal. Apesar da baixa eficiência de conversão, da ordem de 0,5%, nos finais do século XIX o engenheiro alemão Werner Siemens comercializou células de selênio como fotômetros para máquinas fotográficas.

As descobertas da ciência moderna foram essenciais para o nascimento da energia solar elétrica, nomeadamente a explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein em 1905, o advento da mecânica quântica e, em particular, a teoria de bandas e a física dos semicondutores, assim como as técnicas de purificação e dopagem associadas ao desenvolvimento do transistor de silício. Foram essas descobertas que tornaram possível ultrapassar o limiar da eficiência.

Em 1953, Calvin Fuller, um químico dos Bell Laboratories, nos Estados Unidos, desenvolveu um processo de difusão para introduzir impurezas em cristais de silício, de modo a controlar as suas propriedades elétricas (um processo chamado “dopagem”). Fuller produziu uma barra de silício dopado com uma pequena concentração de gálio, que o torna condutor, sendo as cargas móveis positivas (e por isso é chamado silício do “tipo p”). Seguindo as instruções de Fuller, o físico Gerald Pearson, seu colega nos Bell Labs, mergulhou esta barra de silício dopado num banho quente de lítio, criando assim na superfície da barra uma zona com excesso de elétrons livres, portadores com carga negativa (e por isso chamado silício do “tipo n”). Na região onde o silício “tipo n” fica em contato com o silício “tipo p”, a “junção p-n”, surge um campo elétrico permanente.

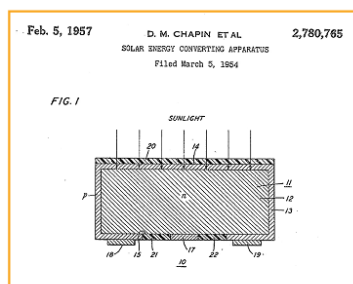
Ao caracterizar eletricamente esta amostra, Pearson verificou que produzia uma corrente elétrica quando a amostra era exposta à luz. Pearson tinha acabado de fazer a primeira célula solar de silício.

Chapin, também da Bell Labs, estudava soluções para substituir as baterias elétricas que mantinham em funcionamento redes telefônicas remotas. Ele ensaiava células solares de selênio, mas a eficiência máxima que conseguia obter era inferior a 1%. Com a nova célula, Chapin e Pearson verificaram uma eficiência de conversão próxima a 4%.

Contanto, muitos foram os obstáculos encontrados. A célula revelava uma resistência-série muito significativa, devido à dificuldade em soldar contatos elétricos ao material. Por outro lado, mesmo à temperatura ambiente, verificaram que o lítio migrava para o interior do silício, pelo que a junção p-n (a “zona ativa” da célula solar) ficava cada vez mais profunda e inacessível aos fótons da radiação solar, diminuindo assim a eficiência da célula.

Uma junção p-n mais estável foi possível quando se experimentou uma dopagem do tipo n usando uma difusão de fósforo. O arsênio foi substituído por gálio (formando um substrato do tipo n) seguido por uma difusão de boro (formando uma zona do tipo p à superfície). As novas células podiam agora ser facilmente soldadas e revelaram uma eficiência recorde, atingindo 6%.

A primeira célula solar foi apresentada na reunião anual da National Academy of Sciences, em Washington, e anunciada numa conferência de imprensa no dia 25 de Abril de 1954.



Fonte: Gazeta de Física: Meio Século de história fotovoltaica

Figura 4.1.1: Extrato da patente da primeira célula solar, registrada em março de 1954

A primeira aplicação das células solares de Chapin, Fuller e Pearson foi realizada em Americus, no estado da Geórgia, para alimentar uma rede telefônica local. O painel, com nove células com 30 mm de diâmetro, foi montado em Outubro de 1955 e removido em Março de 1956. Os resultados foram promissores, mas os custos das células solares eram demasiadamente elevados o que as tornavam economicamente inviáveis, ou talvez viáveis apenas em situações especiais, como por exemplo, para produzir eletricidade no espaço (Brito, 2006).

Abaixo segue uma ilustração do funcionamento das células solares.

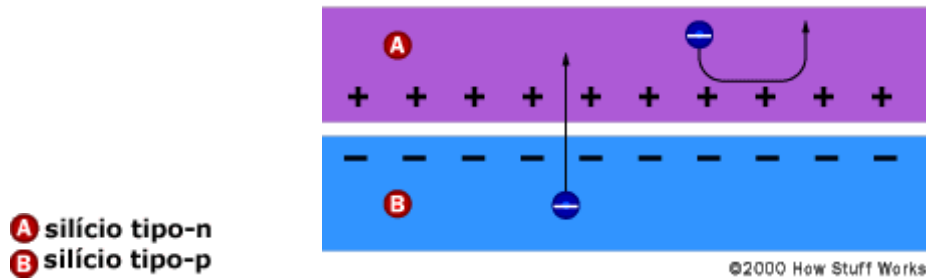


Figura 4.1.2 – *Funcionamento de células solares*

### O efeito do campo elétrico em uma célula FV

Antes, o silício era eletricamente neutro. Os elétrons extras foram balanceados pelos prótons extras nos fosforos. Os elétrons em falta foram balanceados pelos prótons em falta no boro. Quando os buracos e os elétrons se misturam na **junção** do silício tipo-N e tipo-P, essa neutralidade é rompida e a mistura forma uma barreira dificultando ainda mais para os elétrons no lado N atravessarem para o lado P. O equilíbrio é alcançado formando um campo elétrico que separa os dois lados.

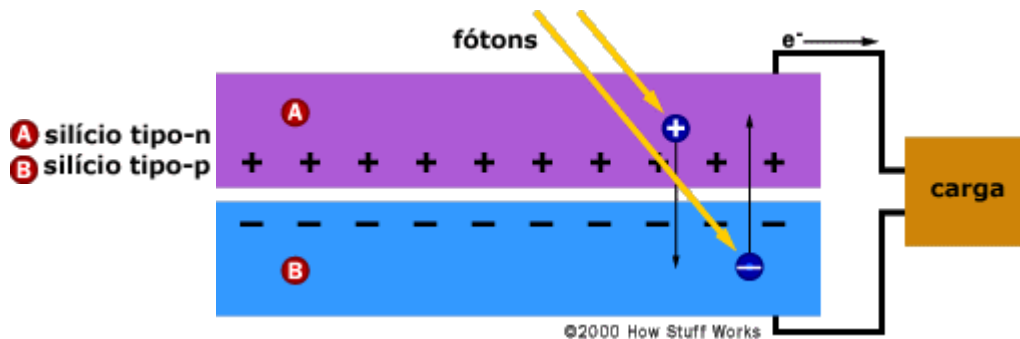


Figura 4.1.3 – *Operação de uma célula FV*

Quando a luz atinge a célula solar, sua energia libera os pares de furos e elétron-buraco. Cada fóton com energia suficiente normalmente liberará exatamente um elétron, resultando em um buraco livre também. Se isto acontece muito perto do campo elétrico, ou se acontecer do elétron livre e do buraco livre estarem na região de influência do campo, ele enviará o elétron para o lado N e o buraco para o lado P. Isto causa ruptura adicional da neutralidade elétrica e, se fornecido um caminho externo para a corrente, os elétrons fluirão para seu lado original (o lado P) para unirem-se com os buracos que o campo elétrico enviou para lá.



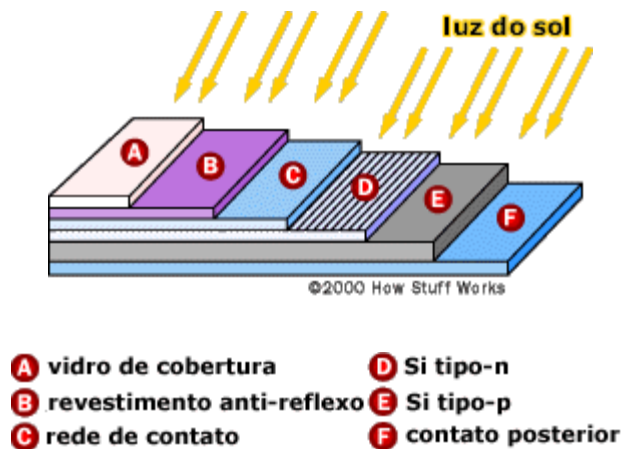


Figura 4.1.4 – Estrutura básica de uma célula FV de silício genérica

O silício é muito reflexivo e os fótons que são refletidos não podem ser usados pela célula. Por esta razão, um revestimento anti-reflexo é aplicado no topo da célula para reduzir a perda de reflexo para menos de 5%. A etapa final é a placa de cobertura de vidro que protege a célula dos fenômenos atmosféricos. Os módulos são feitos pela conexão de várias células (geralmente 36) em séries e em paralelo para atingir níveis úteis de voltagem e corrente, e colocá-las em uma forte estrutura completa com cobertura de vidro e terminais positivos e negativos na parte de trás.

O programa espacial norte-americano adotou as células solares depois de uma demonstração de confiabilidade, durabilidade e baixo peso. Foi utilizado inicialmente, como back-up de uma pilha convencional, no Vanguard I, lançado em Março de 1958. Nessa situação, a pilha química falhou, mas o pequeno painel com cerca de 100 cm<sup>2</sup>, que produzia quase 0,1W, manteve o transmissor de 5 mW em funcionamento além das expectativas: o Vanguard I manteve-se operacional durante oito anos.

Também o programa espacial soviético viu nas células solares a solução para uma fonte de energia inesgotável para os seus satélites. Dois meses depois do lançamento do Vanguard I, foi a vez do Sputnik-3. E muitos outros se seguiram nas décadas seguintes. Hoje, todos os veículos espaciais são equipados com células solares, desde a International Space Station aos Mars Rover, que ao fim de dois anos continuam a percorrer o solo marciano.

O desenvolvimento de células solares cada vez mais eficientes para utilização no espaço levou a alguns avanços tecnológicos importantes na década que se seguiu. É o caso da substituição, a partir de 1960, do contato frontal único por uma rede de contatos mais finos mais espalhados, reduzindo a resistência série e aumentando a eficiência. Enquanto nas primeiras células solares

norte-americanas o substrato das células era silício do tipo n, os investigadores do programa espacial soviético escolheram substratos do tipo p, por ser mais econômico de produzir. Mais tarde, verificou-se que o silício do tipo p é mais resistente à radiação pelo que, depois da descoberta das cinturas de radiação de Van Allen, em 1960, o programa espacial norte americano começou também a desenvolver células em substrato do tipo p.

Outro avanço importante foi a chamada “célula violeta”, dos COMSAT Laboratories. Esta célula tinha uma zona tipo n significativamente mais fina que as anteriores, o que permitiu eliminar a zona inativa à superfície, melhorando, portanto a resposta no azul. A célula violeta obteve uma eficiência recorde de 13,5%. Destaque-se ainda a utilização de um campo elétrico na superfície posterior da célula (o Back Surface Field - BSF) criado por uma difusão de alumínio, para melhorar a resposta da célula no vermelho, e a texturização da superfície frontal para reduzir as perdas por reflexão. O desenvolvimento das células solares nos anos sessenta foi sobretudo motivado pela corrida ao espaço, o que levou a células mais eficientes mas não necessariamente mais econômicas.

As primeiras aplicações terrestres ocorreram também na década de 60, com a produção de painéis fotovoltaicos com células SOLAREX para sistemas telecomunicações remotos e bóias de navegação. Este tipo de aplicações muito específicas eram então as únicas economicamente interessantes devido à inexistência de fontes de energia alternativas à eletricidade solar. Situação que foi alterada em 1973, com a crise do petróleo.

O pânico criado pela crise petrolífera de 1973 levou a um súbito investimento em programas de investigação para reduzir o custo de produção das células solares. Algumas das tecnologias financiadas por estes programas revolucionaram as idéias sobre o processamento das células solares.

Alguns exemplos dessa transformação é o caso da utilização de novos materiais, em particular o silício multicristalino (em vez de cristais únicos de silício, monocristais, muito mais caros de produzir) ou de métodos de produção de silício diretamente em fita (eliminando o processo de corte dos lingotes de silício, e todos os custos associados). Outra inovação particularmente importante do ponto de vista de redução de custo foi a deposição de contatos por serigrafia em vez das técnicas tradicionais: a fotolitografia e a deposição por evaporação em vácuo. O resultado

de todos estes avanços foi a redução do custo da eletricidade solar de 80 \$/Wp para cerca de 12 \$/Wp em menos de uma década com a eficiência ultrapassando 20%.

As décadas de oitenta e noventa foram também marcadas por um maior investimento em programas de financiamento e de demonstração motivados sobretudo pela consciência crescente da ameaça das alterações climáticas devido à queima de combustíveis fósseis. Exemplos destas iniciativas é a instalação da primeira central solar de grande envergadura (1 MWp) na Califórnia, em 1982, e o lançamento dos programas de “telhados solares” na Alemanha (1990) e no Japão (1993). Os poderes políticos compreenderam então que a criação de um verdadeiro mercado fotovoltaico não poderia basear-se apenas no desenvolvimento tecnológico, aumentando a eficiência das células (como na época da corrida ao espaço), ou reduzindo o seu custo de produção (como depois da crise do petróleo), mas também através de uma economia de escala: quantas mais células forem fabricadas menores será o custo unitário. Um exemplo do impacto deste tipo de política fica bem claro quando se consulta as conclusões de um estudo financiado pela Comissão Europeia, o MUSIC FM, que mostrou que, utilizando tecnologia atual, melhorada apenas por investigação focada com resultados previsíveis, uma fábrica de painéis solares com um nível de produção da ordem dos 500 MW anuais levaria a uma redução dos custos dos painéis solares para valores competitivos com a energia convencional (1 euro/Wp).

Foi do resultado de iniciativas de estímulo ao mercado fotovoltaico, como por exemplo a lei das tarifas garantidas na Alemanha, que resultou o crescimento exponencial do mercado da eletricidade solar verificado no final dos anos noventa e princípios deste século: em 1999 o total acumulado de painéis solares atingia a fasquia do primeiro gigawatt, para, três anos depois, o total acumulado ser já o dobro. Entretanto, o desenvolvimento tecnológico do fotovoltaico não pára. Assim, em 1998 foi atingida a eficiência recorde de 24,7%, com células em silício monocristalino, enquanto em 2005 o grupo do Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems anunciou uma eficiência superior a 20% para células em silício multicristalino.

Células solares com configurações mais complexas, as chamadas células em cascata (ou tandem) que consistem na sobreposição de várias células semicondutoras, cada uma otimizada para um dado comprimento de onda da radiação, permitem atingir rendimentos de conversão superiores a 34%.

A European Photovoltaic Industry Association (EPIA) publicou em 2004 um roteiro que avança as perspectivas da indústria fotovoltaica para as próximas décadas. Prevendo um crescimento do mercado semelhante ao dos últimos anos (superior a 30% por ano) e uma redução nos custos proporcional ao crescimento de painéis instalados, a EPIA antecipa que em 2020 cerca de 1% da eletricidade consumida mundialmente será de origem fotovoltaica, elevando-se essa fração para cerca de 26% em 2040. Ainda segundo o mesmo relatório, do ponto de vista tecnológico o ênfase será dado à redução de custos através da redução da matéria-prima (silício) utilizada por unidade de potência instalada, usando células mais finas ou produzidas diretamente em fita. Destaque-se ainda o desenvolvimento de novas técnicas de soldadura dos contatos elétricos entre células individuais que hoje limitam fortemente a automatização dos processos de montagem de painéis solares (Brito, 2006).

Abaixo um quadro comparativo das vantagens e desvantagens da energia fotovoltaica:

Quadro 4.1.1 – *Vantagens e Desvantagens do sistema fotovoltaico.*

Vantagens	Desvantagens
Não consome combustível	
Não produz poluição nem contaminação ambiental na operação	As células fotovoltaicas necessitam de tecnologia sofisticada para sua fabricação
É silencioso	Possuem custo de investimento elevado
Tem vida útil superior a 20 anos	Necessita de um armazenador de energia
É resistente a condições climáticas extremas (granizo, vento, temperatura e umidade)	O rendimento real de conversão de um módulo é reduzido, face ao custo do investimento
Não tem peças móveis e, portanto, exige pouca manutenção (só a limpeza)	Rendimento depende do índice de radiação, temperatura, quantidade de nuvens, etc.
Permite aumentar a potência instalada por incorporação de módulos adicionais	

Atualmente a Alemanha é considerada o país com o mais bem sucedido mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia. O sistema de preços introduzido com o *Electricity Feed Act* (1991) - e posteriormente atualizado pela *Renewable Energy Sources Act* (2000) e pela emenda do *Renewable Energy Sources Act* (2004) - é a chave para o sucesso das renováveis na Alemanha. Apenas no ano de 2004, houve um aumento de aproximadamente 100% na potência

FV instalada na Alemanha, que ao final de 2005 estava em aproximadamente 1,5 GWp conectados à rede elétrica pública (IEA, 2008).

O mecanismo alemão é baseado na obrigatoriedade de compra, pela operadora de rede, de toda a eletricidade gerada pelas fontes renováveis, pagando ao produtor independente de energia (PI) uma tarifa-prêmio por cada kWh gerado. Essa tarifa-prêmio é relativamente superior ao preço do kWh convencional e é distinta para cada tecnologia.

Os recursos para o pagamento das tarifas-prêmio são captados através de um pequeno acréscimo na tarifa convencional de todos os consumidores e são depositados num fundo, utilizado para reembolsar os PIs. Neste caso, o incentivo é pago gradualmente ao longo do tempo de duração do programa (20 anos para a Alemanha), permitindo que os PIs recuperem os seus investimentos num período de 10 a 12 anos (HOLM & ARCH, 2005).

O objetivo do programa é facilitar o desenvolvimento sustentável no suprimento de energia, controlar o aquecimento global, proteger o meio ambiente e atingir um aumento substancial na porcentagem das fontes renováveis no suprimento do consumo (no mínimo o dobro até o ano de 2010).

Pesquisadores da Universidade Federal de Santa Catarina mostraram que, entre 2012 e 2013, algumas regiões do Brasil já poderão ter preços equivalentes de energia fotovoltaica e energia convencional. Os dados são resultado de simulações de cenários para um eventual Programa Solar Brasileiro. As simulações identificam, entre diversos itens, o custo total do programa, o impacto tarifário que terá através da diluição dos custos aos consumidores finais e o momento em que o preço da energia fotovoltaica e da energia convencional será o mesmo para o usuário final.

De acordo com o coordenador dos trabalhos, o professor Ricardo Rüther, foram realizadas simulações para diferentes portes de programa, taxas internas de retorno ao investidor, duração e período de pagamento da tarifa-prêmio. As simulações visam atingir um modelo que seja interessante o suficiente para atrair investidores e que ao mesmo tempo não tenha um impacto tarifário de grande magnitude para o usuário final.

A proposta é inspirada na experiência da Alemanha, país com o mais bem-sucedido mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia. Ela segue os pontos positivos do *Renewable Energy Sources Act* e adapta os pontos que não estão de acordo com a realidade brasileira.

Brasil é um país com grande potencial para crescimento energético, uma vez que a relação entre energia primária e população é menor que a média mundial, conforme tabela 4.1.1.

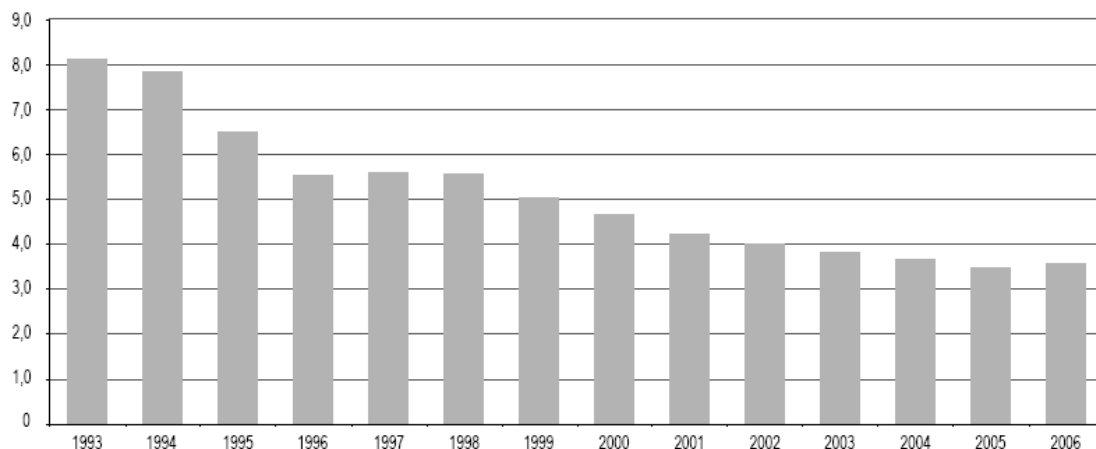
Tabela 4.1.1 – *Energia Primaria per capita*

País	Energia primária per capita (tep)	País	Energia primária per capita (tep)
Índia	0,3	Coréia	4,1
Indonésia	0,5	Rússia	4,2
China	0,7	OECD	4,7
Brasil	0,8	Nova Zelândia	4,8
México	1,5	Austrália	5,7
Mundo	1,5	Canadá	8,2
Japão	4,1	Estados Unidos	8,3

A energia elétrica deve ser disponibilizada de forma abundante, para que o país possa crescer cada vez mais, entretanto atenção especial deve ser dada, além do aspecto econômico, aos impactos sociais e ambientais da expansão de usinas. A forma de utilização preponderante da energia elétrica é a geração centralizada em grandes usinas, as quais transportam a eletricidade por extensas linhas de transmissão até os centros de consumo. A energia solar, por outro lado, não necessita ser extraída, refinada e nem transportada para o local da geração, o qual é próximo à carga, evitando também os custos com a transmissão em alta tensão, Este processo é mais simples, sem emissão de gases poluentes ou ruídos e com necessidade mínima de manutenção.

## 4.2 ESTADO-DA-ARTE DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

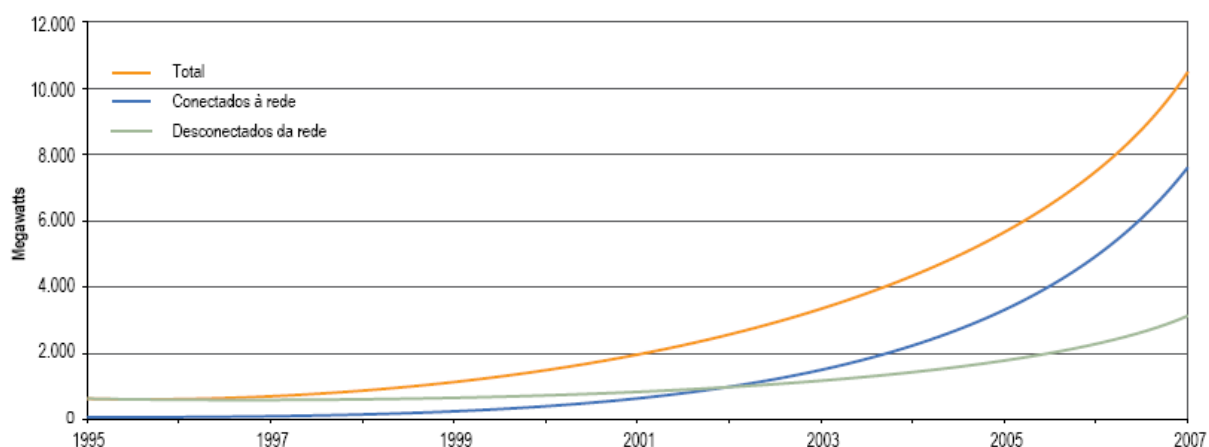
A energia fotovoltaica é uma das promissoras fontes de energias renováveis que vem ganhando espaço no mercado mundial. Inicialmente o custo de produção de painéis fotovoltaicos e consequentemente o preço da energia produzida por eles era muito alto. O preço da energia fotovoltaica ainda não é competitivo com sistemas convencionais, mas já estão muito mais baixos. Com o passar do tempo novas tecnologias foram sendo aperfeiçoadas, junto ao aumento na demanda por painéis fotovoltaicos, fazendo com que os preço reduzissem bastante. O gráfico 4.2.1 mostra a evolução do preço dos painéis solares no Japão.



*Fonte: Atlas de energia do Brasil 3ª edição (ANEEL).*

Gráfico 4.2.1 – Evolução do preço dos painéis solares no Japão (US\$/W).

O aumento da energia fotovoltaica está crescendo muito rapidamente mundialmente, com taxa de até 40% em alguns países. A gráfico 4.2.2 apresenta a capacidade mundial existente de PV solar.



*Fonte: Atlas de energia do Brasil 3ª edição (ANEEL).*

Gráfico 4.2.2: Capacidade mundial existente de PV solar

É visto que o maior aumento da capacidade se dá pelos sistemas conectados à rede, pois geralmente são mais vantajosos. Nos países que esse sistema é regulamentado o governo além de comprar a energia produzida pelos produtores residenciais, ainda dão incentivos financeiros.

Um do custo da implantação de sistemas fotovoltaicos, publicado em 2005, analisou o preço de 47 sistemas isolados de 100 W a 6600 W, de 1987 à 2004, indicando que esses sistemas

apresentam uma tendência de redução de preços de aproximadamente 1 U\$ /W ao ano, com custos variando entre 7 e 10 U\$ /W (HEGEDUS, OKUBO, 2005).

Outro estudo, publicado pelo Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potência da Agência Internacional de Energia, confirma que os preços estão reduzindo ano após ano, e indica que os sistemas isolados tendem a custar aproximadamente o dobro quando comparados com sistemas conectados à rede, por não necessitarem de baterias e demais componentes associados. Em 2004, sistemas isolados de até 1 kW apresentam variação de preço de 9 a 25 U\$ /W, sendo que o valor típico encontra-se em torno de 13 U\$ /W. Sistemas maiores de 1 kW apresentam variação semelhante e preços ligeiramente menores. Para sistemas conectados à rede os valores chegam à 6 U\$ /W (IEA-PVPS, 2006).

Considerando o valor típico de 13 U\$ /W para sistemas fotovoltaicos isolados, este número, por si só, mostra-se extremamente antieconômico e não competitivo quando comparado com o custo da implantação das demais fontes (Shayani, Oliveira, Camargo, 2006)

Outra conta que costuma ser realizada quando essa comparação é feita é a capacidade de geração de energia em um dia. Um sistema dotado de fonte não intermitente pode gerar energia durante 24 horas por dia, enquanto que um sistema solar de mesma potência instalada pode gerar, dependendo de sua localização geográfica, uma média de 6 horas equivalentes de potência nominal ao longo do dia. Logo, para que o sistema fotovoltaico possa produzir a mesma quantidade de energia em um dia, ele deve ter sua potência aumentada em 4 vezes, o que eleva seu custo de implantação para 52 U\$ /WPICO. Esta maneira de apresentar os números torna-se um grande aliado para manter os sistemas fósseis em uso crescente, pois a energia solar apresenta-se 50 vezes mais cara que as pequenas centrais hidrelétricas. Esta conta, entretanto, torna-se incoerente por não considerar o elevado custo do combustível das usinas térmicas, item este inexistente nos sistemas solares, além do gasto com operação e manutenção, o qual é 5 vezes mais barato na geração fotovoltaica (Shayani, Oliveira, Camargo, 2006).

Uma comparação mais fiel da real diferença de preços entre a energia solar e as demais fontes pode ser feita, utilizando exclusivamente critérios técnicos, desconsiderando efeitos ambientais, sociais e demais fatores cuja valoração possa ser considerada subjetiva. A seguinte metodologia é utilizada:



A) Comparação utilizando o preço da energia gerada, ao invés da potência instalada. Como a energia solar fotovoltaica possui custo de operação e manutenção desprezível, principalmente por não necessitar de combustível para operar e nem ter peças móveis para sofrer manutenção complexa, seu investimento de instalação é diluído por toda a sua vida útil, correspondente à energia gerada; e

B) Comparação com o preço da energia das fontes convencionais que é paga pela unidade consumidora, após o sistema de transmissão e distribuição, ao invés do valor cobrado pela usina geradora.

O sistema fotovoltaico utilizado na geração distribuída produz energia diretamente na residência do consumidor, podendo ocorrer no próprio telhado da unidade consumidora. Logo o valor que deve ser utilizado como referência para as fontes convencionais é a energia cobrada pela concessionária distribuidora para a classe residencial, a qual considera, entre outros custos:

- energia gerada pela usina;
- linhas de transmissão;
- rede de distribuição;
- operação e manutenção;
- encargos setoriais, em especial a conta de consumo de combustíveis fósseis (CCC), a qual encarece a energia hidráulica como forma de subsídio para a geração termelétrica nos sistemas isolados, e a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; e
- custos diversos, como os gastos com o racionamento de energia ocorrido em 2001.

(Shayani, Oliveira, Camargo, 2006)

Devido ao fato de que a luz solar contém relativamente pouca energia se comparada a outras fontes energéticas, painéis solares fotovoltaicos têm de ter um baixo custo para poder produzir energia elétrica a preços competitivos, mas como dito acima a redução dos preços é uma tendência. Os valores típicos de instalação, tanto informados pela Agência Nacional de Energia Elétrica quanto publicados em um estudo da CESP e IMT, são apresentados na tabela 4.2.2.

Tabela 4.2.2 - Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia

Fonte: ANEEL – SCG, 2006, NEGRI et al., 2003.

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

### 4.3 TECNOLOGIAS UTILIZADAS

Como já foi dito anteriormente, o funcionamento, de uma célula solar é um fotodiodo com uma grande área que pode ser exposta à luz, seja solar ou não. Desta forma, qualquer diodo (junção p-n) cuja área ativa possa ser exposta à luz tornar-se-a uma célula solar. O diodo se comportará como uma célula solar, mas não produzirá energia suficiente para uma aplicação comercial como fonte de energia. As células fotovoltaicas são fabricadas, na sua grande maioria, usando o silício (Si) podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo. Há ainda células CIGS (Cobre-Índio-Gálio-Selênio), que serão detalhadas mais adiante.

#### 4.3.1 SILÍCIO MONOCRISTALINO

É a célula mais utilizada e comercializada como conversor direto de energia solar em eletricidade. Isso ocorre porque sua fabricação já é de fácil manipulação, sendo bem conhecida e executada. A parte inicial do processo de fabricação da célula de silício é a extração do cristal de dióxido de silício. Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Depois disso o grau de pureza alcançado é 98 a 99%, sendo consideravelmente eficiente, visto que se encontra em uma área de bom aproveitamento energético e de custo. Porém, para funcionar como células fotovoltaicas, este silício necessita de um grau de pureza mais elevado, chegando a 99,9999%.

O silício da indústria eletrônica, além do alto grau de pureza, deve ter a estrutura monocristalina e baixa densidade de defeitos na rede. O processo Czochralski é o mais utilizado para se obter tais características. O silício é fundido juntamente com uma pequena quantidade de dopante,

normalmente o boro, que é do tipo P. Com um fragmento do cristal devidamente orientado e sob rígido controle de temperatura, extrai-se do material fundido um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado. Este cilindro obtido é cortado em fatias finas de aproximadamente 300µm. Após o corte e limpeza de impurezas das fatias, deve-se introduzir impurezas do tipo N de forma a obter a junção. Este processo é feito através da difusão controlada, onde as fatias de silício são expostas à vapor de fósforo em um forno onde a temperatura varia de 800 a 1000°C.

As células fotovoltaicas que apresentam as maiores eficiências, dentre todos os outros

tipos de células que utilizam o silício como material base, são as monocristalinas. Essas

fotocélulas, se acompanharem o processo mencionado acima, certificam uma eficiência que pode chegar até 18% (Silva, Pétris, Pereira, 2008).

#### **4.3.2 SILÍCIO POLICRISTALINO**

São mais baratas, por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso. Entretanto, a eficiência diminui em comparação às células de silício monocristalino. O processo de pureza e fabricação do silício policristalino são similares às do silício monocristalino, mas o que difere esses dois tipos de célula é o rigor de controle na fabricação. Podem ser preparadas pelo corte de um lingote, de fitas ou depositando um filme num substrato, tanto por transporte de vapor como por policristalino imersão (Silva, Pétris, Pereira, 2008).

Nestes dois últimos casos só o silício policristalino pode ser obtido. Cada técnica produz

cristais com características específicas, incluindo tamanho, morfologia e concentração de

impurezas. Ao longo dos anos, o processo de fabricação tem alcançado eficiência máxima

de 12,5% em escalas industriais (Silva, Pétris, Pereira, 2008).

#### **4.3.3 SILÍCIO AMORFO**

Uma célula de silício amorfo apresenta alto grau de desordem na estrutura dos átomos, característica esta suficiente para diferenciar esse tipo de célula das demais apresentadas

anteriormente. A sua utilização em fotocélulas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação. Tem como suas principais características o fato de apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e poder ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos. Outras características como processo de fabricação simples e barato, possibilidade de fabricação de células com grandes áreas e baixo consumo de energia na produção conferem a esse tipo de material a importância de ser uma das principais tecnologias para sistemas fotovoltaicos de baixo custo. Apesar dos benefícios apresentados, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício e o fato das células serem afetadas por um processo de degradação ao longo dos primeiros meses de operação, reduzindo assim a eficiência ao longo de sua vida útil (Silva, Pétris, Pereira, 2008).

#### **4.3.4 CÉLULAS CIGS**

As células CIGS, Cobre-Índio-Gálio-Selênio ou  $\text{Cu(In, Ga)Se}_2$ , empregam outros tipos de semicondutores na fabricação das células fotoelétricas. Tais células são feitas com várias camadas ultra finas (na ordem de micron) de diferentes semicondutores, diferentemente das de silício que são baseadas numa junção PN de um mesmo material. A composição das células CIGS é mais abrangente no que diz respeito ao substrato da célula, pois apesar de, geralmente, utilizar-se o vidro, as camadas também podem ser depositadas sobre polímeros. Essa é a vantagem das células CIGS, pois utilizando polímeros não dependem de uma estrutura para erguer os painéis e ela pode ser aderida em paredes e tetos, cortando custos de instalação. O contato entre as camadas é feito por uma fina camada ( $0,5\mu\text{m}$ ) de Molibdênio (Mo), metal de transição de número atômico 42, a qual é depositada por vaporização em cima do substrato. O Mo, além de ser um bom condutor, também é um eficiente material para adesão da célula ao substrato. A próxima camada é constituída do próprio CIGS, tendo como função absorção da energia solar e a consequente geração de pares elétron-lacuna para os condutores próximos. Além dessas camadas há também a camada neutra que vem acima da camada de absorção. Esta camada é de cerca de 50nm de CdS (Sulfeto de Cádmio). O ZnO (Óxido de Zinco), adicionado ao CdS, contribuem ao lado N da junção PN da célula solar. O gap de energia do CdS é de  $E_g = 2,4\text{eV}$ , e portanto, dentro da faixa energética do espectro solar. Porém, o par elétron-lacuna aqui gerado não consegue se encontrar na região de carga espacial e, consequentemente, não contribui para a corrente gerada na célula. Devido a camada de apenas 50nm, pouca luz é absorvida nela

antes de chegar á camada de absorção. A função da camada neutra é proteger a camada de absorção das reações químicas causadas pelo depósito da camada de ZnO, em particular a difusão de átomos de uma camada entre outra. A vantagem das células CIGS em relação ás de silício é a economia de material. Devido à alta absorção do CIGS, é necessária uma camada da ordem de 1µm de espessura, enquanto células de silício necessitam de camadas da ordem de 200 a 300µm.

A eficiência de células CIGS é de 18,8% para pequenas áreas, e de 11,8% para grandes áreas ( $0,3 \cdot 1,2\text{m}^2$ ) (Silva, Pétris, Pereira, 2008).

## 5 MATERIAIS E MÉTODOS

O primeiro passo do projeto foi analisar a área disponível para a locação dos painéis e as cargas que serão supridas pela energia fotovoltaica. Iniciou se realizando a medição da área que poderá ser utilizada para colocação dos painéis. Essa análise deve ser bem minuciosa, pois a área deve ser regular, deve evitar árvores, prédios ou algum obstáculo que possa fazer sombra sobre os painéis e não deve haver nenhum empecilho para instalação deles. Inicialmente foi teve se dúvidas sobre algum possível impedimento por parte da ANAC (Agência Nacional de Aviação Civil) em relação à reflexão que os painéis poderiam causar. Porém foi informado com um aluno com um controlador de voo que existe rotas aéreas, nem de emergência, que passam sobre a região da Esplanada Dos Ministérios, mas que mesmo se houvesse isso não causaria efeitos negativos sobre a aviação.

Estudando as atuais tecnologias de obtenção de energia fotovoltaica, pensou se na possibilidade de utilizar filmes orgânicos nas janelas do Anexo I para a produção de energia fotovoltaica. Essa tecnologia permitiria utilizar áreas muito maiores para captação solar e reduziria a entrada de luz e calor nas salas de trabalho. Caso fosse dimensionado esse sistema deveriam ser feitas pesquisas nas salas dos prédios sobre a utilização da luz natural e da temperatura (uso de ar condicionado). A pesquisa não foi realizada detalhadamente, mas foi observado que em grande parte das salas as cortinas ficam fechadas, para evitar a claridade incidente nos olhos ou nas telas dos computadores e que os aparelhos de ar condicionado ficam quase sempre ligados. O estudo de custo desse sistema não foi realizado porque o sistema ainda não está comercialmente disponível. A implementação desse sistema no local pretendido também necessitaria de uma aprovação dos arquitetos para a modificação da fachada do prédio.

Além de permitir uma produção de energia fotovoltaica muito grande, pelo fato de a fachada do Anexo I ser quase que totalmente de janelas, a aplicação de filmes orgânicos causaria diminuição de calor dentro das salas, diminuindo potência necessária dos condicionadores de ar, e não causaria aumento significativo na demanda de iluminação, visto que as a maioria das salas ficam com as luzes acesas por conta das cortinas ficarem fechadas. Além disso não afetaria muito o aspecto visual da fachada, visto que esse filmes finos são semelhantes à películas utilizadas em carros e janelas residências para escurecimento do ambiente.

Nesse capítulo será feita a análise dos sistemas fotovoltaicos. Serão feitas análises para sistemas isolados e interligados à rede interna. Para o dimensionamento correto serão utilizados dados obtidos especificamente para o sistema em questão. Foram realizadas análises em relação à carga que será suprida, ao local onde serão colocados os painéis e os parâmetros meteorológicos.

## 5.1 DADOS METEOROLÓGICOS

Para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos devem ser analisados dados do próprio sistema, das cargas que serão atendidas e das condições meteorológicas. Os parâmetros meteorológicos que são de interesse para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos são a temperatura e a radiação solar incidente. A temperatura tem influência direta no rendimento dos módulos conversores de energia solar e a radiação solar incidente é fundamental para saber qual a potência gerada pelos painéis, dado a radiação solar que ele recebe.

O valor da radiação solar utilizado no dimensionamento dos painéis solares fotovoltaicos foram obtidos com informações do banco de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) no site [WWW.INMET.GOV.BR](http://WWW.INMET.GOV.BR). Nesse site estão disponíveis os dados de radiação solar em diversas “ESTAÇÕES AUTOMÁTICAS”, ou estação meteorológica de superfície automática, que estão presentes em várias cidades do país. Uma estação meteorológica de superfície automática é composta de uma unidade de memória central ("data logger"), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento, etc.), que integra os valores observados minuto a minuto e salva automaticamente a cada hora. Como o interesse é na radiação solar sobre o espaço em que se situa a Câmara dos Deputados, foi selecionada a estação automática de Brasília, que se encontrava operante. Para Brasília os dados puderam ser obtidos diretamente do site a partir do dia 01/01/2008. Há possibilidade de obtenção de dados anteriores, porém com necessidade de pedido formal da instituição UnB ao INMET, mas foi preferido trabalhar com dados de hora em hora a partir do dia 01/01/2008 até o dia 31/05/2009, que são os dados obtidos através do próprio site e trabalhar com dados diários e mensais dos anos anteriores. Esses dados diários e mensais são encontrados também no site [WWW.INMET.GOV.BR](http://WWW.INMET.GOV.BR) e também nos ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL e ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL.

Como já dito anteriormente, para o trabalho em questão são úteis apenas os dados de temperatura e a radiação solar incidente, visto que a eficiência de conversão dos painéis fotovoltaicos está relacionada com a radiação solar que eles recebem e também à temperatura de operação. Para obtenção dos dados, foi selecionado o intervalo desejado, inserindo se a data inicial e final da consulta e o site então gera uma tabela com os parâmetros mencionados acima de hora em hora durante o intervalo escolhido.

Data Inicial: 01/05/2009				Data Final: 06/05/2009				Nova Pesquisa				Download de Dados											
Data	Hora	Temperatura (°C)				Umidade (%)				Pto. Orvalho (°C)				Pressão (hPa)				Vento (m/s)				Radiação (kJm²)	Chuva (mm)
		UTC	Inst.	Máx.	Mín.	Inst.	Máx.	Mín.	Inst.	Máx.	Mín.	Inst.	Máx.	Mín.	Inst.	Máx.	Mín.	Vel.	Dir.	Raj.			
01/05/2009	00		19.5	19.7	19.3	89	90	88	17.7	17.8	17.5	887.6	887.7	887.4	2.5	113°	4.6			-3.04	0.0		
01/05/2009	01		19.5	19.7	19.4	91	91	87	18.0	18.0	17.2	887.8	887.8	887.5	2.6	119°	5.2			-3.34	0.0		
01/05/2009	02		19.6	19.6	19.4	92	92	91	18.2	18.2	18.0	887.9	888.0	887.8	1.5	79°	4.4			-2.76	0.2		
01/05/2009	03		19.5	19.7	19.4	91	92	90	18.0	18.2	17.8	887.6	887.9	887.6	1.5	103°	3.2			-3.54	0.0		
01/05/2009	04		19.3	19.7	19.2	92	92	89	18.0	18.0	17.8	887.2	887.7	887.1	1.3	143°	2.5			-3.04	0.0		
01/05/2009	05		19.2	19.4	19.1	94	94	92	18.2	18.3	17.9	887.0	887.3	887.0	1.1	223°	2.6			-2.52	0.6		
01/05/2009	06		18.9	19.2	18.8	95	95	94	18.1	18.2	17.9	886.9	887.1	886.8	1.2	275°	2.5			-1.92	2.2		
01/05/2009	07		18.6	18.9	18.6	95	95	95	17.8	18.1	17.8	886.4	886.9	886.4	0.9	169°	3.3			-2.69	0.8		
01/05/2009	08		18.5	18.7	18.4	95	95	95	17.8	17.9	17.7	886.5	886.6	886.4	0.5	172°	1.5			-2.45	0.0		
01/05/2009	09		18.7	18.8	18.5	95	95	95	17.9	18.0	17.7	887.0	887.0	886.4	1.6	105°	3.3			-2.36	0.0		
01/05/2009	10		18.8	19.0	18.7	93	95	92	17.6	17.9	17.4	887.5	887.5	887.0	2.2	107°	4.3			70.41	0.0		
01/05/2009	11		18.6	18.9	18.5	93	94	93	17.5	17.8	17.5	888.0	888.0	887.5	2.4	128°	3.8			259.1	0.0		
01/05/2009	12		19.6	19.8	18.6	89	93	88	17.8	18.1	17.4	888.3	888.4	888.0	2.3	83°	4.0			500.6	0.0		
01/05/2009	13		21.8	21.8	19.6	80	90	80	18.2	18.7	17.7	888.6	888.6	888.3	2.2	83°	4.7			1781.	0.0		
01/05/2009	14		22.7	22.8	21.1	76	82	75	18.2	18.8	17.6	888.2	888.6	888.2	2.0	105°	4.6			2362.	0.0		
01/05/2009	15		22.7	23.1	21.7	73	82	73	17.7	19.0	17.6	887.5	888.2	887.5	3.4	84°	4.9			2603.	0.0		
01/05/2009	16		23.2	24.3	22.7	71	76	67	17.7	19.1	17.1	886.7	887.5	886.7	2.2	60°	4.9			2598.	0.0		
01/05/2009	17		23.0	23.9	22.9	73	75	70	17.9	18.9	17.5	885.9	886.7	885.9	3.4	83°	6.4			1565.	0.0		
01/05/2009	18		19.7	23.0	19.5	92	92	73	18.4	18.5	17.6	886.2	886.3	885.7	0.5	130°	7.0			315.0	10.6		
01/05/2009	19		20.3	20.3	18.6	88	95	88	18.2	18.5	17.6	885.8	886.2	885.8	2.3	91°	4.7			534.4	9.2		
01/05/2009	20		20.0	20.4	19.9	90	91	88	18.3	18.7	18.2	886.1	886.1	885.8	2.3	107°	4.1			279.8	0.0		
01/05/2009	21		19.6	20.2	19.5	92	92	90	18.2	18.5	18.1	886.7	886.7	886.1	2.1	114°	5.1			56.45	0.0		
01/05/2009	22		19.4	19.7	19.3	93	93	92	18.2	18.4	18.0	886.7	886.8	886.5	2.6	109°	5.6			-3.17	0.0		
01/05/2009	23		18.5	19.5	18.5	94	94	93	17.5	18.3	17.5	887.7	887.7	886.7	3.7	98°	5.9			-1.82	0.0		
02/05/2009	00		18.5	18.7	18.4	94	94	94	17.6	17.7	17.5	888.1	888.1	887.6	2.4	110°	6.5			-0.47	0.0		
02/05/2009	01		18.4	18.6	18.2	95	95	94	17.5	17.7	17.5	888.3	888.4	888.1	2.6	98°	5.0			-1.85	0.0		

Figura 5.1.1 – Apresentação dos dados da estação automática

Depois de obtidos os dados do site do INMET, foram feitas algumas alterações, pois foram encontradas falhas em alguns valores, levando ao tratamento individualizado dos itens para que as medidas se tornassem mais confiáveis e garantir maior confiabilidade ao dimensionamento do projeto. Em alguns períodos dos dia, em quase todos os dias, foram medidas radiações solares negativas, como pode ser visto na figura 5.1.1, e não foi encontrada nenhuma explicação para esses dados. Ao entrar em contato por e-mail com o meteorologista do INMET, o senhor Sidney Abreu, para saber se isso teria algum significado, se era algum erro de leitura, mas foi respondido apenas que isso ocorre por não haver radiação durante as noite e madrugadas. A partir daí, todas essas informações de radiação solar negativas foram excluídas, pois não teriam significado e



afetaria os valores das médias de insolação diária e das outras médias decorrentes dessa, levando a valores incorretos.

Os dados foram obtidos desde as 0:00h do dia 01/01/2008 até as 23:00h do dia 31/05/2009, o que significa 12368 horas de medição ao longo desse período. Após a retirada de todos os valores de radiação solar negativa, o número de horas medidas diminuiu para 6557, ou seja, cerca de 46,98% dos dados foram desprezados. Essa redução está de acordo com o esperado, pois representa os momentos que não houve radiação solar, geralmente entre 23:00h e 8:00h.

Foram encontradas também, falhas em alguns outros valores, que foram corrigidos manualmente. Nesses casos os valores estavam bem acima dos valores normalmente encontrados. Por exemplo às 22 horas, em certos dias radiação era de cerca de 10 vezes a radiação do mesmo dias às 21 horas, o que é incoerente e levou a acreditar que havia ocorrido erro. Com base nos valores da radiação às 21 horas do mesmo dias e às 22 horas dos dias adjacentes, foi sugerido dividir por 10 o valor da radiação às 22 horas desse dia, e verificado depois dessa divisão que os dados se mostravam mais coerentes. Logo, essa medida também foi adotada para os outros valores exorbitantes. Os dados, que mesmo com a divisão parecessem absurdos, também foram desprezados.

É importante observar que somente a retirada dos valores de radiação negativa causou aumento no valor da radiação solar medida. Todas as outras alterações feitas no banco de dados foram consideradas da pior forma, para que o sistema não fosse subdimensionado em função de erros de medição.

Também no site [WWW.INMET.GOV.BR](http://WWW.INMET.GOV.BR) foram retirados gráficos que mostram a quantidade, em horas, de insolação na região de Brasília por dia, como pode ser visto na Figura 5.1.2.

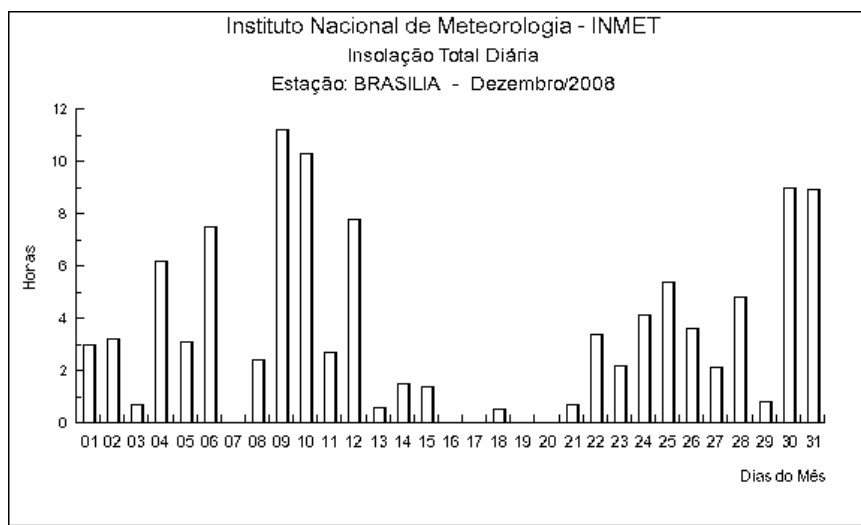


Figura 5.1.2 – *Insolação total diária em Brasília – Dezembro de 2008*

Esses gráficos, ao contrário dos gráficos de radiação ( $\text{kJ/m}^2$ ), estão disponíveis por uma maior quantidade de tempo. Porém para uma consideração mais precisa foram vistos os dados a partir de Janeiro de 2008, pois dessa forma é possível relacionar a quantidade de radiação solar, mesmo nos dias em que o gráfico não indica insolação. Dentro do período analisado, o pior mês de insolação foi o mês de Dezembro de 2008, mostrado na Figura 5.1.3. Como pode ser visto, nesse mês tivemos ausência de insolação por dois dias consecutivos duas vezes, nos dias 16 e 17 e depois nos dias 19 e 20. Mas mesmo sem insolação tivemos radiação de  $2301,84 \text{ Wh/m}^2$  no dia 16,  $3637,59 \text{ Wh/m}^2$  no dia 17,  $3209,13 \text{ Wh/m}^2$  no dia 19 e  $3066,53 \text{ Wh/m}^2$  no dia 20.

- Radiação solar

É muito importante saber qual a radiação solar que atinge uma determinada superfície inclinada. Conforme Lorenzo (2002a), a estimativa de radiação incidente sobre os módulos fotovoltaicos compreende em três etapas: (i) radiação incidente sobre a superfície horizontal; (ii) o cálculo da irradiação incidente sobre uma superfície inclinada, a fim de maximizar a captação solar e (iii) o cálculo da radiação efetiva incidente sobre a superfície do módulo fotovoltaico.

- ✓ Irradiação incidente sobre uma superfície horizontal  $G_a(0)$ :

É uma estimativa considerando os valores passados. Os valores encontrados de radiação solar diária foram obtidos no site do INMET e tratados no programa EXCEL. A tabela 5.1.1 apresenta a radiação máxima, mínima e média do período analisado (01/01/2008 a 31/05/2009).

Tabela 5.1.1: *Radiação solar diária entre 01/01/2008 a 31/05/2009*

RADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA (Wh/(m <sup>2</sup> .dia))		
MÁXIMA	MÍNIMA	MÉDIA
9941.89	0.00	5145.56

A tabela 5.1.2 apresenta os dados das médias mensais de radiação diária.

Tabela 5.1.2: Médias mensais de radiação diária

RADIAÇÃO TOTAL MENSAL [W/m <sup>2</sup> .mês]	MÉDIA DIÁRIA [W/(m <sup>2</sup> .dia)]
Jan-08	155898
Feb-08	148172
Mar-08	155342
Apr-08	147269
May-08	155985
Jun-08	149339
Jul-08	166618
Aug-08	175523
Sep-08	232755
Oct-08	206621
Nov-08	147593
Dec-08	144794
Jan-09	173646
Feb-09	157128
Mar-09	163502
Apr-09	125326
May-09	138052
Jun-09	132438
Média	159778

Como pode ser visto na tabela 5.1.2, o mês que teve a menor média diária de radiação solar foi o mês de Abril de 2009. Essa será a radiação considerada para o dimensionamento dos painéis, para que o sistema atenda às cargas mesmo nos meses de baixa radiação solar. Esses valores de radiação são obtidos no eixo horizontal da superfície. Porém os painéis devem ser instalados com uma inclinação que maximize a incidência solar sobre ele. Uma vez inclinado, a potência radiação recebida é calculada.

✓ Irradiação sobre uma superfície inclinada ( $G_a(\beta)$ )

O cálculo da irradiação incidente sobre uma superfície inclinada pode ser feito com a equação abaixo (Rodriguez, 2002:

$$Ga(\beta) = \frac{Ga(0)}{[1 - 4,46 \times 10^{-4} \times \beta - 1,19 \times 10^{-4} \times \beta^2]}$$

Onde  $\beta$  é o ângulo que permite a máxima captação da radiação solar. Esse valor é dado pela latitude local. A latitude de Brasília é de aproximadamente  $15^\circ$ . Com isso a radiação sobre uma superfície inclinada em Brasília é calculada considerando a radiação média sobre o plano horizontal ( $4177,5 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{dia})$ ).

$$Ga(\beta) = \frac{4177,5}{[1 - 4,46 \times 10^{-4} \times 15 - 1,19 \times 10^{-4} \times 15^2]} = 4294,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2.\text{dia}}$$

A radiação solar considerada nos dimensionamentos dos sistemas será de  $4294,4 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{dia})$ , que é a menor média mensal incidente sobre uma superfície inclinada.

A energia diária produzida pelo gerador fotovoltaico pode ser calculada pela seguinte equação (LORENZO 2002a):

$$Ed = Pnom \times Gsp \times FS \times nt$$

Em que:

*Ed é a energia diária produzida pelo sistema;*

*Pnom é a potência nominal instalada, que é a potência máxima entregue pelo arranjo fotovoltaico nas condições padrões de teste (CPT);*

*Gsp é quantidade de horas de sol pleno. Essa medida é feita dividindo a radiação diária efetiva por 1000, que é a radiação das condições padrões de teste. O valor calculado que será utilizado é de 4,294h.*

*FS é o fator que expressa as perdas por sombreamento;*

*Nt é o rendimento global da instalação.*

A potência nominal do painel tem uma margem de variação de + ou - 5%. Para o dimensionamento dos sistemas, a potência nominal foi considerada a mesma especificada pelo

fabricante, pois a potência das cargas foi superdimensionada em 10% para compensar eventuais perdas do sistema e eventuais aumento da demanda das cargas.

- Fator de sombreamento. Esse fator representa a porcentagem de radiação que chega aos painéis devido a sombras, causadas por árvores, prédios, etc. Não foi verificada sombra sobre os prédios dos Anexos II e III, e por isso o fator de sombreamento será 1.

- O rendimento global leva em consideração as perdas ocorridas nos equipamentos, perdas por temperatura, e todas as perdas entre a produção de energia e a carga. Isso significa que a potência que deverá ser instalada não é somente a potência das cargas e sim a das cargas mais as perdas. Para sistemas isolados, o rendimento médio é de 0,6, enquanto nos outros sistemas varia entre 0,7 e 0,75. A intenção é que o rendimento seja de 0,9 dentro de poucos anos. Será calculada a eficiência para o presente projeto e será adotada a menor eficiência entre a calculada e a média.

- Temperatura: Os painéis utilizados (PVL-124), são painéis de silício amorfo que possuem alta resistência à temperatura. Isso significa que a sua potência não diminui muito com o aumento da temperatura. O coeficiente de potência em relação à temperatura é de  $-0,26\text{W}/^{\circ}\text{C}$ . Isso significa que a cada grau de temperatura a mais do que  $25^{\circ}\text{C}$ , que é a temperatura das condições padrões de teste, a potência que o painel pode disponibilizar diminui 0,26W.

A partir de análises feitas com dados do INMET, a temperatura máxima ocorrida em Brasília entre 01/01/2008 e 31/05/2009 foi de  $34,9^{\circ}\text{C}$ . Logo será considerada a temperatura de  $35^{\circ}\text{C}$  para calcular a perda nos painéis devido à temperatura. As perdas são de no máximo 2,6W, que representa 2,1%.

- Fiação: A fiação utilizada entre o gerador fotovoltaico e a carga também é responsável por uma parcela de perda. A eficiência da fiação média é de 98% (CRESESB).

- Baterias: As baterias também geram perdas no sistema. A eficiência das baterias é de 95% (CRESESB).

- Controladores: Os controladores de carga tem consumo irrisório de potência, que não chega a 0,5%. De qualquer forma será eficiência de 99,5%.

Os inversores utilizados tem eficiência maior que 94%, mas como não foi especificado pelo fabricante, o quão maior é essa eficiência será considerada 94%.

Para sistemas com baterias foi encontrada eficiência global de 0,77 e para os sistemas sem baterias a eficiência foi de 0,87. Logo serão considerados os valores sugeridos (CRESESB), que é de 0,6 para sistemas com bateria e 0,75 para sistemas sem baterias.

## 5.2 EQUIPAMENTOS

- Painéis fotovoltaicos



Figura 5.2.1 – *Painel fotovoltaico de silício amorfo*

O painel ou módulo fotovoltaico é o responsável pela conversão da energia solar em energia elétrica. Os painéis podem ser agrupados em série, em paralelo ou serem utilizados isoladamente dependendo da necessidade de cada tipo de aplicação. O limite de painéis que podem ser ligados em série é definido pelo fabricante e varia de acordo com a potência. O agrupamento em paralelo é utilizado quando se deseja aumentar a corrente do sistema enquanto que o agrupamento em série é utilizado para aumentar a tensão do sistema. Os painéis geralmente têm garantia de 20 anos, mas chegam aos 30 anos produzindo cerca de 80% da sua potência nominal. Não necessitam de muitos cuidados, apenas limpezas físicas para evitar o acúmulo de sujeira sobre a superfície, que reduz a absorção da radiação e verificação de ruptura do camada de proteção (espécie de vidro que protege o painel).

Hoje em dia são comercializados painéis de várias potências e de diversas tecnologias. São encontrados painéis desde 4 watts, utilizados para recarregar baterias de câmeras fotográficas a painéis 205 watts, que são utilizados na produção de grandes quantidades de energia, como em sistemas de fornecimento isolado, em regiões que não tem acesso a rede elétrica convencional. As tecnologias mais comuns são as de silício policristalino, silício monocristalino e silício amorfo, que já foram apresentadas anteriormente.

Devido á disseminação da utilização de energia fotovoltaica que tem contribuído para produção em maiores escalas de painéis, os custos de produção, e conseqüentemente o preço dos painéis está cada vez mais baixo e a eficiência cada vez mais alta, devidos aos investimentos dos fabricantes. Em laboratório a máxima eficiência já conseguida foi superior a 34%, segundo ANTÓNIO M. VALLÊRA do Departamento de Física e Centro de Física da Matéria Condensada da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, porém a eficiência dos painéis comerciais estão em torno de 10% a 16%.

- Baterias



Figura 5.2.2 - *Bateria de chumbo ácido*

As baterias são utilizadas para o armazenamento de energia para o suprimento de eletricidade em momentos de ausência ou insuficiência solar e também para possibilitar maiores correntes do que o painel é capaz de fornecer, como por exemplo durante a partida em acionamentos de motores. No momento de partida, os motores consomem corrente aproximadamente 5 vezes da sua corrente nominal por um curto espaço de tempo e essa corrente nem sempre pode ser provida diretamente pelos painéis fotovoltaicos.

Para os sistemas fotovoltaicos são recomendadas as baterias de seladas e de ciclos constantes livre de manutenção, pois essas baterias permitem ciclos de carga e descarga diários e mais profundos do que as baterias automotivas convencionais, proporcionando maior vida útil às baterias.

Deve se ter o cuidado para não instalar as baterias diretamente sobre o solo, devendo colocá-las sempre sobre algum material isolante elétrico, como plástico ou madeira e também térmico, pois a vida útil da bateria pode ser reduzida à metade se a temperatura ambiente variar muito em relação à temperatura ótima de operação, que para as baterias da fabricante MOURA, é de 25 °C. A figura x mostra a vida útil da bateria em relação à temperatura de operação para baterias de ciclos constantes Moura Clean, que é um tipo de bateria desenvolvido para ser utilizada em

geração de energia eólica ou solar, garantindo maior vida útil diante do grande número de cargas e descargas.

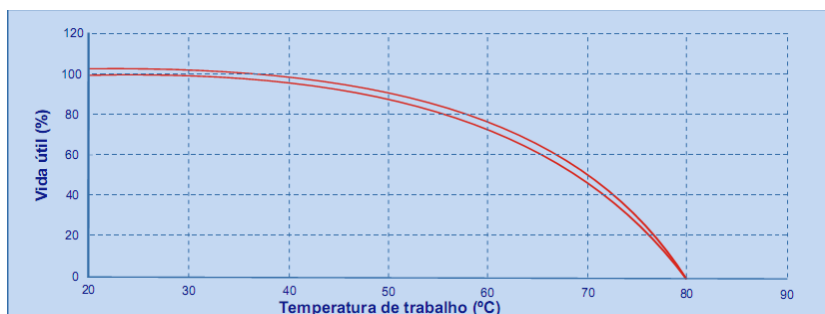


Figura 5.2.3 – Vida útil de uma bateria em relação à temperatura de trabalho.

Além disso deve se evitar umidade, impurezas, locais fechados (sem ventilação), incidência solar ou chuva a fim de aumentar a eficiência e a vida útil das baterias. Baterias velhas conseguem armazenar menos carga e desperdiçam mais energia de carga fornecida. Por isso as baterias devem ser substituídas ao longo do tempo, em intervalos de aproximadamente 5 anos, para que as perdas não sejam muito grandes. A eficiência de uma bateria nova é de aproximadamente 95%.

- Controlador de carga



Figura 5.2.4 – Controlador de carga

É um aparelho eletrônico que protege as baterias de sobrecargas e descargas excessivas, prolongando sua vida útil. Mesmo que geração de energia pelos painéis fotovoltaicos seja suficiente para suprir a demanda, em intervalos regulares o controlador de carga solicita energia das baterias para que sua vida útil não seja comprometida por longos períodos de inatividade. Como as baterias geralmente estão imóveis, caso não fossem solicitadas pelo controlador a decantação de seu fluido eletrolítico poderia acelerar o desgaste químico das placas das baterias. Basicamente o funcionamento desse aparelho se dá pelo monitoramento constante



da tensão das baterias, que ficará definido de acordo com a tensão do sistema e também a corrente máxima que deverá ser utilizada. Assim o regulador identifica quando a bateria está carregada (14,1 Volts em baterias de tensão nominal de 12 Volts) e desconecta a ligação entre baterias e painéis, simplesmente abrindo o circuito no controle tipo série ou curto circuitando os painéis no controle tipo SHUNT. Ao ser utilizada, e portanto diminuir sua tensão, o controlador de carga refaz automaticamente a ligação, fazendo com que as baterias sejam novamente carregadas pelos painéis, impedindo que sejam totalmente descarregadas, aumentando sua vida útil. Esses aparelhos possuem tensão de operação que varia entre 10 a 48 Vcc.

- Inversor CC/CA



Figura 5.2.5 – Inversor CC/CA de senoide pura: convencional e Grid-tie.

É um aparelho que transforma a tensão em corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Na geração de energia fotovoltaica, geração eólica ou utilização de baterias a tensão é sempre em corrente contínua, porém as cargas podem ser tanto CC quanto CA. Caso as cargas atendidas pelos painéis sejam CC, não há necessidade do inversor, diminuindo o custo total do sistema e aumentando o seu rendimento, visto que quanto maior for a quantidade de aparelhos utilizados, mais energia será perdida e conseqüentemente, menos eficiente será o sistema. Já para atender cargas de corrente alternada, como a maioria das cargas alimentadas em tomadas comuns, dessas que temos em casa, é necessária a utilização do inversor CC/CA. Esse inversor pode ser ligado diretamente após os painéis, quando não se utiliza baterias, ou após as baterias nos sistemas que as possuem. Cada inversor possui uma faixa de tensão de entrada admitida (entre 10 a 400 Vcc) e um valor fixo de tensão de saída (220 ou 110Vac), com frequência fixa (60 Hz). A saída é uma senoide pura, que é a mesma que temos nas redes elétricas convencionais. É um equipamento que encarece um pouco o sistema e que não deve ser superdimensionado, visto que à plena carga possui maior eficiência. Os inversores CC/CA que estão disponíveis no mercado atualmente têm eficiência entre 80 e 95%. Os inversores podem ser utilizados de maneiras diferentes, podendo ser utilizados pouco inversores de grande potência ou vários inversores de menor potência. A

vantagem de se utilizar vários inversores é que se houver defeito em algum deles, apenas parte da carga será prejudicada, ao contrário de se utilizar um ou poucos inversores de grande potência.

### **5.3 ANÁLISE DE CARGAS**

As cargas que deverão ser supridas são apenas as cargas de iluminação dos corredores. Para executar o levantamento da quantidade de lâmpadas e de qual quadro as luminárias pertencem, teve-se que ir ao local e realizar testes, pois não havia nenhuma planta ou diagrama que descrevesse a separação dos circuitos. Dois tipos de luminárias são utilizadas na iluminação dos corredores. Luminárias com duas lâmpadas fluorescentes de 32 watts cada e luminárias com até 6 lâmpadas fluorescentes de 15 watts cada. Até 6 lâmpadas porque na maioria das luminárias havia três, duas ou até mesmo uma lâmpada dependendo do local. Apesar de quase não haver iluminação natural nos corredores, alguns lugares não necessitam de muita intensidade luminosa, por isso operam com menor quantidade de lâmpadas para economia de energia. Para saber a quantidade correta de luminárias e lâmpadas, foram percorridos todos os corredores e contadas todas as luminárias e quantas lâmpadas havia em cada uma. Esse trabalho permitiu o levantamento mais exato da carga a ser suprida pelos sistemas propostos. Finalmente para distinguir as luminárias dos quadros normais e dos quadros de emergência, contou-se com o auxílio de um responsável técnico eletricitista da Câmara, que ao ligar e desligar os disjuntores dos quadros de energia, possibilitou que a identificação de quais e quantas lâmpadas eram apagadas ao se desligar cada disjuntor e assim saber quais luminárias pertenciam a cada circuito e se pertenciam ao quadro normal ou ao quadro de emergência. Essa etapa contou com imprevistos. Em alguns quadros não havia identificação confiável, e pelo fato de haver cargas que não podem ser desligadas em determinados momentos, a identificação teve que ser feita em momentos diferentes.

A seguir são mostradas as tabelas 5.3.1 e 5.3.2 com a quantidade de luminárias e lâmpadas em cada pavimento dos Anexos II e III e a distribuição dos circuitos nos quadros de energia.

*Tabela 5.3.1 – Divisão das cargas por circuito do Anexo II*

Anexo II						
TERREO						
QUADRO	CIRCUITO	LUM. REDONDA	LAMP. 15W	LUM. (2X32W)	LAMP. 32W	CARGA (W)
QTN 1-T-1	6	5	10			150
QTN 1-T-1	12	4	19			285
QTN 1-T-1	8	6	21			315
QTN 1-T-1	9	6	29			435
QTN 1-T-1	10	6	23			345
QTE 1-T-1	4	6	25			375
QTN 1-T-2	5	4	8			120
QTN 1-T-2	7	5	24			360
QTN ???	7	8	17			255
QTN ???	8	15	72			1080
QTE ???	6	7	13			195
QTN 1-T-10	6	5	8			120
QTN 1-T-11	5	3	5			75
QTN 2-T-13	8	12	36			540
QTN 2-T-14	5	6	16	3	6	432
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		98	326	3	6	5082
PAV. SUPERIOR						
QUADRO	CIRCUITO	LUM. REDONDA	LAMP. 15W	LUM. (2X32W)	LAMP. 32W	CARGA (W)
QTN 1-S-1	8	5	10			150
QTN 1-S-2	6	5	10			150
QTN 1-S-3	6	5	9			135
QTN 1-S-3	8	6	10			150
QTN 2-S-2	6	5	10			150
QTN 2-S-2	9	4	8			120
QTN 1-S-7	6	4	8	1	2	184
QTN 1-S-7	15	4	8			120
QTN 1-T-8	6	4	8	1	2	184
QTN 1-T-8	9	5	10			150
QTN 2-S-7	6	6	12			180
QTN 2-S-8	6	5	9			135
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		58	112	2	4	1808
BLP SUPERIOR						
QUADRO	CIRCUITO	LUM. REDONDA	LAMP. 15W	LUM. (2X32W)	LAMP. 32W	CARGA (W)
QTN 1-160-1	8	5	13			195
QTE 2-160-1	?	3	6			90
QTN T-160-1	10	6	12			180
QTE T-160-1	5	3	6			90

QTN 2-160-1	11	7	14			210
QTE 1-160-1	5	4	8	1	2	184
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		28	59	1	2	949
BLP INFERIOR						
QUADRO	CIRCUITO	LUM. REDONDA	LAMP. 15W	LUM. (2X32W)	LAMP. 32W	CARGA (W)
QTN 1-135-2	10	6	12			180
QTE T-135-1	5	3	6			90
QTN 2-135-2	10	7	13			195
QTE 2-135-1	5	4	8			120
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		20	39	0	0	585
TOTAL						
		LUM. REDONDA	LAMP. 15W	LUM. (2X32W)	LAMP. 32W	CARGA (W)
TERREO		98	326	3	6	5082
SUPERIOR		58	112	2	4	1808
BLP SUPERIOR		28	59	1	2	949
BLP INFERIOR		20	39	0	0	585
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		204	536	6	12	8424

*Tabela 5.3.2 - Divisão das cargas por circuito do Anexo III*

Anexo III						
PAV. SUPERIOR						
QUADRO	CIRCUITO	LUM.REDONDA	LAMP. COMUM	LUM.(2X32W)	LAMP.32W	CARGA
QLS - 4A	1			12	24	768
QLS - 3A	2			15	30	960
QLS - 2A	2			16	32	1024
QLS - 2A	4			4	8	256
QLS - 1A	2			8	16	512
QLS - 4B	1			8	16	512
QLS - 3B	1			30	60	1920
QLS - 3B	3			20	40	1280
QLS - 2B	15			20	40	1280
QLS - 1B	20			8	16	512
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		0	0	141	282	9024
PAV. TERREO						
QUADRO	CIRCUITO	LUM.REDONDA	LAMP. COMUM	LUM.(2X32W)	LAMP.32W	CARGA
QTN - (QLS-1A)	3			10	20	640
QTN - (QLS-1A)	4			12	24	768

QTN - (QLS-1A)	7			12	24	768
QTN - (QLS-1A)	8			12	24	768
QTN - (QLS-1A)	9			15	30	960
QTN - (QLS-1A)	10			8	16	512
QTN - (QLS-1B)	3			4	8	256
QTN - (QLS-1B)	4			12	24	768
QTN - (QLS-1B)	7			15	30	960
QTN - (QLS-1B)	8			13	26	832
QTN - (QLS-1B)	9			21	42	1344
QTN - (QLS-2A)	7			16	32	1024
QTN - (QLS-2B)	7			16	21	672
QTN - (QLS-3A)	7			10	20	640
QTN - (QLS-3B)	7			10	20	640
QTN - (QLS-4A)	4			10	20	640
QTN - (QLS-4A)	5			12	24	768
QTN - (QLS-4A)	7			16	32	1024
QTN - (QLS-4A)	8			25	50	1600
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		0	0	249	487	15584
PAV. SUBSOLO						
QUADRO	CIRCUITO	LUM.REDONDA	LAMP. COMUM	LUM.(2X32W)	LAMP.32W	CARGA
QTN (QLSS - 2A)	4			14	28	896
QTE (QLSSE - 2A)	1E			12	24	768
QTN (QLSS - 3A)	4			16	32	1024
QTE (QLSSE - 3A)	1E			9	18	576
QTN (QLSS - 2B)	9			12	24	768
QTE (QLSSE - 2B)	1E			10	20	640
QTN (QLSS - 3B)	1			18	36	1152
QTE (QLSSE - 3B)	1E			9	18	576
QTN (*)	5			8	16	512
QTN (*)	6			20	40	1280
QTN (*)	7			26	52	1664
QTN (*)	8			12	24	768
QTN (*)	1E			29	58	1856
QTN (**)	1			6	12	384
QTN (***)	12			17	34	1088
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		0	0	218	436	13952
TOTAL						
		LUM.REDONDA	LAMPADA COMUM	LUM.(2X32W)	LAMP.32W	CARGA
SUPERIOR		0	0	141	282	9024
TERREO		0	0	249	487	15584
SUBSOLO		0	0	218	436	13952
TOTAL		0	0	608	1205	38560

A partir dos dados das potências de cada circuito e de qual quadro cada carga pertence, foram elaboradas as tabelas 5.3.3 e 5.3.4 que mostram as potências e energias dos quadros de distribuição normal e de emergência.

*Tabela 5.3.3: Potência de iluminação do Anexo II*

Anexo II			
Local	Normal	Emergência	Total
Térreo	4512	570	
Pav superior	1808		
Blp superior	585	364	
Blp inferior	375	210	
Potência Total	7280	1144	8424

*Tabela 5.3.4: Potência de iluminação do Anexo III*

Anexo III			
Local	Normal	Emergência	Total
Pav superior	9024	0	
Pav térreo	15584	0	
Pav subsolo	11392	2560	
Potência Total	36000	2560	38560

Como pode ser visto na tabela 5.3.3 e 5.3.4, as cargas do Anexo II e III estão divididas em pavimentos. No Anexo II temos o Térreo, o Pavimento Superior, BLP Superior e BLP Inferior. Já no Anexo III, temos apenas Pavimento Superior, Pavimento Térreo e Pavimento Subsolo. A única diferença entre as luminárias NORMAIS e de EMERGÊNCIA para o nosso estudo é o tempo que elas ficam ligadas diariamente. As luminárias dos quadros de emergência ficam ligadas 24 horas todos os dias, enquanto que as luminárias dos quadros normais ficam ligadas diariamente das 06:30h até às 23:30h, totalizando 17 horas diárias. Essa separação de potências de quadros normais e de emergência é essencial para o dimensionamento correto da energia a ser suprida pelo sistema fotovoltaico.

A tabelas a seguir mostram a potência e a energia que devem ser fornecidas pelo sistema para suprir as cargas dos Anexos II e III. A potência considerada para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos foi considerada 10% superior à potência das lâmpadas, por isso a tabela abaixo possui uma coluna com a potência instalada mais 10% de margem. Essa margem foi dada para possíveis expansões da iluminação.

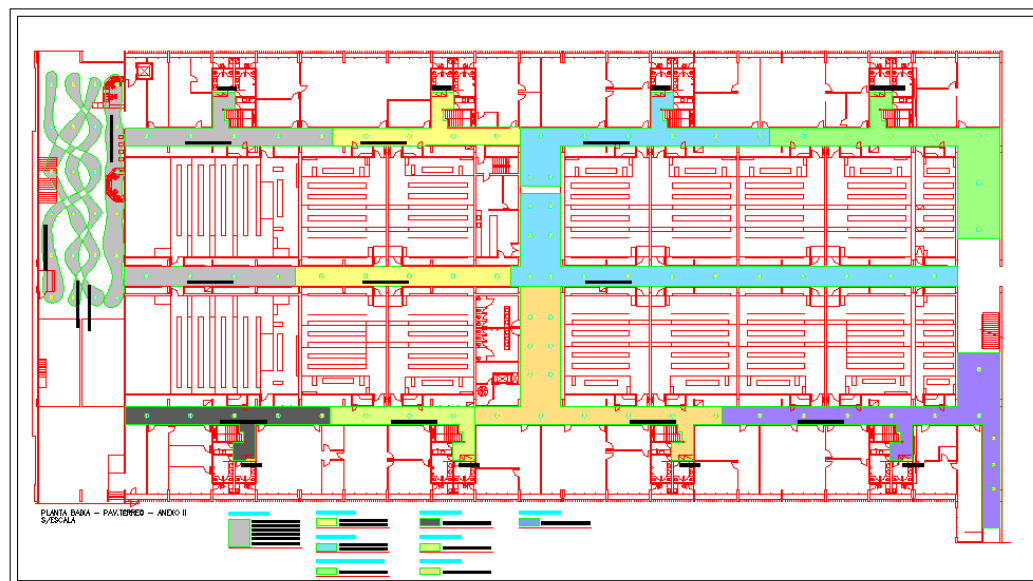
*Tabela 5.3.5 – Potência e energia de iluminação do Anexo II*

ANEXO II						
Circuito normal: ligado das 06:30 às 23:30						
Circuito emergência: ligado 24h						
Anexo II	POTÊNCIA NORMAL	POTÊNCIA EMERGÊNCIA	POTÊNCIA TOTAL + 10%	ENERGIA DIÁRIA	ENERGIA MENSAL	ENERGIA ANUAL
Térreo	4512	570	5590,2	99422,4	2982672	35792064
Pav superior	1808		1988,8	33809,6	1014288	12171456
Blp superior	585	364	1043,9	20549,1	616473	7397676
Blp inferior	375	210	643,5	12556,5	376695	4520340
TOTAL	7280	1144	9266,4	166337,6	4990128	59881536

*Tabela 5.3.6 – Potência e energia de iluminação do Anexo III*

ANEXO III						
Circuito normal: ligado das 06:30 às 23:30						
Circuito emergência: ligado 24h						
Anexo III	POTÊNCIA NORMAL	POTÊNCIA EMERGÊNCIA	POTÊNCIA TOTAL + 10%	ENERGIA DIÁRIA	ENERGIA MENSAL	ENERGIA ANUAL
Pav superior	9024	0	9926,4	168748,8	5062464	60749568
Pav térreo	15584	0	17142,4	291420,8	8742624	104911488
Pav subsolo	11392	2560	15347,2	280614,4	8418432	101021184
Potência Total	36000	2560	42416	740784	814862,4	896348,64

O sistema de distribuição de energia nos corredores dos Anexos é dividido em quadros de distribuição normal e quadro de emergência espalhados ao longo dos corredores dos diferentes pavimentos. A figura 5.3.1 mostra a divisão das luminárias por quadro. Cada área colorida representa um quadro e as luminárias que ele alimenta.



*Figura 5.3.1 – Divisão dos quadros de cargas do Anexo II.*

#### 5.4 ANÁLISE DA ÁREA DISPONÍVEL PARA LOCAÇÃO DE PAINÉIS

As medições das áreas disponíveis para os painéis foram realizadas, novamente com auxílio do Sérgio Meireles, um funcionário da Câmara. Foram feitos os levantamentos das áreas e das cargas dos prédios dos dois Anexos. Para subir na cobertura dos Anexos foi necessária autorização do departamento de segurança. Com auxílio de uma planta antiga do prédio e com utilização de duas trenas, foi medida toda a superfície dos Anexos, separando as áreas onde poderão ser colocados os painéis e as áreas não utilizáveis para tal fim. Essa etapa forneceu a medida correta da área que poderá ser utilizada. Ao comparar com a planta antiga percebeu-se que havia muita diferença entre a medida que fizemos e a área calculada através da planta já existente.



Figura 5.4.1 – Cobertura do Anexo II.

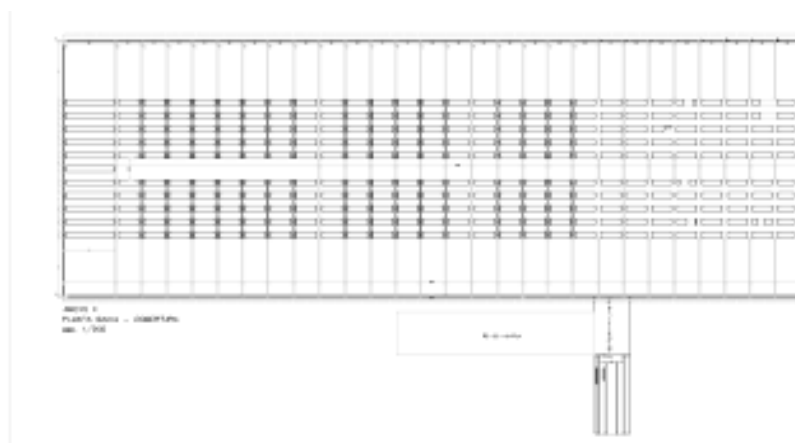


Figura 5.4.2 – Planta baixa – cobertura Anexo II



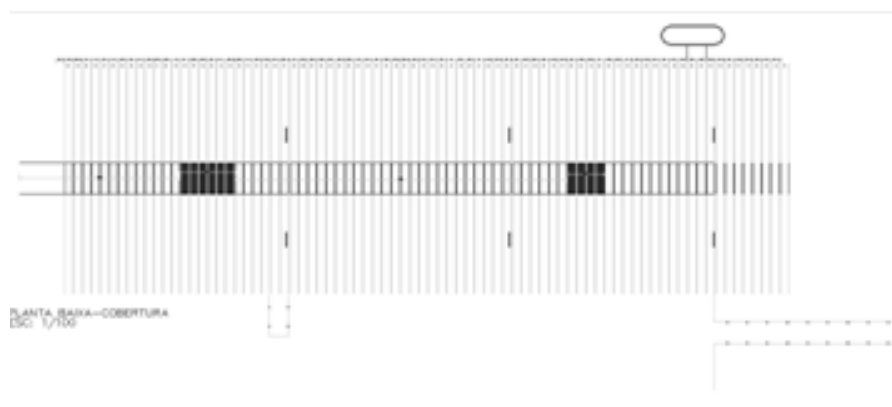


Figura 5.4.3 – Planta baixa – cobertura Anexo III

A área disponível para instalação de painéis no Anexo II é de aproximadamente de 6.282 m<sup>2</sup> enquanto que a área disponível no Anexo III é de aproximadamente 4.452m<sup>2</sup>. Essas medidas serão analisadas, se são ou não suficientes, para implantação dos sistemas quando for obtida a quantidade de painéis necessária em cada um deles.

## 5.5 SISTEMAS ANALISADOS

Os sistemas fotovoltaicos são classificados em três categorias principais, isolados, híbridos e conectados à rede. A utilização de um dos três sistemas, ou alguma variação deles, depende da carga e do local em questão. Nesse estudo, serão analisados seis sistemas principais, que estão enumerados abaixo.

### 5.5.1 SISTEMA ISOLADO

Nesse sistema, a priori, utiliza-se apenas energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos e das baterias, quando o sistema conta com armazenamento, para o suprimento das cargas. Nesse caso normalmente não há suprimento de energia de outra forma a não ser diretamente pelos painéis fotovoltaicos ou pelas baterias, quando houver. Esse sistema é muito utilizado em locais isolados em que não há rede elétrica de energia e/ou que os combustíveis que alimentam Grupo Motor Gerador (GMG) são caros e de difícil acesso. No Brasil esses sistema vem sendo testado e aplicado em algumas regiões, principalmente no interior da região Norte, onde a população não tem fácil acesso à fontes de energia. A expansão desse sistema vem ajudando no desenvolvimento e na qualidade de vida da região. Nesse projeto o sistema seja projetado para ser totalmente independente da rede convencional, mas também contará com um quadro de

transferência automática, que transferirá a carga para a rede elétrica convencional caso haja pane no sistema, ou eventualmente o sistema fotovoltaico não conseguir suprir a demanda. Essa consideração só será feita porque a rede convencional já é existente e não seria interessante desligá-la, visto que se houver pane no sistema solar ou baixa produção de energia os Anexos II e III poderiam ficar sem luz, sendo que tem a possibilidade de se utilizar a rede da concessionária.

O grande benefício desse sistema para o setor elétrico é que a geração ocorre próximo aos pontos de consumo. Isso além de evitar gastos com linhas de transmissão e distribuição, também reduz as perdas de energia na transmissão e distribuição, principalmente porque os locais que mais utilizam esse sistema estão longe das usinas hidrelétricas. Além disso, a potência instalada pode facilmente ser aumentada caso seja necessário, pois o sistema é dividido em módulos.

Como foi dito anteriormente, o sistema Isolado deve ser projetado para fornecer energia independentemente de outra fonte. Para isso deve contar com um banco de baterias a fim de suprir energia em horários em que não radiação solar suficiente para produzir toda energia demandada. Porém mesmo com o dimensionamento sendo feito para ser totalmente independente, o sistema conterà um quadro de transferência automática que acionará a rede convencional caso a energia produzida pelos painéis não seja suficiente para suprir a demanda em algum momento.

A norma NBR 14298:1999, que trata de dimensionamento de banco de baterias para sistemas fotovoltaicos sugere o dimensionamento do banco de baterias para pelo menos dois dias sem radiação solar. Essa sugestão coincide com a análise feita anteriormente, em que houve no máximo dois dias consecutivos sem insolação, mesmo tendo havido radiação solar. Por isso será dimensionado um banco de baterias para dois dias sem radiação solar no caso do sistema isolado e no sistema para apenas o horário de ponta.

- Dimensionamento do sistema isolado para o Anexo II
  - Dimensionamento do banco de baterias:

O cálculo do banco de baterias foi realizado com base na tabela abaixo (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTÁICOS). Os parâmetros da tabela serão explicados e calculados em seguida.

*Tabela 5.5.1.1 – Dimensionamento de Baterias*

TABELA DE DIMENSIONAMENTO DE BATERIAS												
CONSUMO Ah CORRIGIDO (Ah/dia)	X	DIAS DE ARM	/	PROF DESC MÁX. (DECIMAL)	/	DESCONTO POR TEMP. (DECIMAL)	=	CAP. NECESSÁRIA. P/ A BAT (Ah)	/	CAP DA BAT (Ah)	=	NÚM DE BAT EM PARALELO
TENSÃO NOMINAL DO SISTEMA (V)	/	TENSÃO NOMINAL DA BATERIA (V)	=	NÚM DE BAT EM SÉRIE	X	NÚM DE BAT EM PARALELO	=	NÚMERO TOTAL DE BATERIAS				
NÚM DE BAT EM PARALELO	X	CAP DA BAT SELECIONADA	=	CAP DA BAT DO SISTEMA (Ah)	X	PROF DESCARGA DE MÁX (DECIMAL)	=	CAP ÚTIL DA BAT (Ah)				

- Consumo em ampére-hora corrigido (Ah/dia)

É o consumo obtido a partir da energia diária e da tensão em que o sistema irá operar, além das perdas do sistema. O consumo Ah é dado por:

$$Consumo[Ah] = \frac{ENERGIA [Wh]}{TENSÃO NOMINAL [V] \times Ef. Fiação \times Ef. Bateria}$$

De acordo com a potência e energia consideradas na tabela 5.3.5, o consumo do Anexo II em Ampére-Hora, considerando o arranjo das baterias de tal forma que o sistema opere a 120Vcc é dado por:

$$Consumo[Ah] = \frac{166338 [Wh]}{120[V] \times 0,98 \times 0,95} = 1489 \text{ Ah}$$

- Dias de armazenamento:

É a quantidade de dias sem sol máxima considerada, que como analisado anteriormente e de acordo com a sugestão da norma NBR 14298, será utilizado como sendo de dois dias.

- Profundidade de descarga máxima:

A profundidade máxima de descarga da bateria é expressa em valores percentuais e indica qual a menor carga percentual que deverá mantida na bateria durante a descarga. Quanto maior a profundidade da descarga, menor será a vida útil da bateria. Para uma descarga diária de 20% a bateria suporta até 2100 ciclos, o que corresponde a mais de cinco anos de duração. Se a descarga diária for de 25%, a bateria suportaria até 1500 ciclos, o que corresponde a quatro anos de utilização (Shayani, 2006). Porém, a profundidade máxima de descarga da tabela se refere ao final do período de autonomia, ou seja, não é a descarga diária e sim esporádica, o que não reduz

muito a vida útil da bateria justamente por não ser rotineiro atingir essa profundidade de descarga. O valor utilizado para esse parâmetro será de 0,8, pois será utilizada uma bateria de descarga profunda.

- Desconto por temperatura:

O desconto por temperatura é chamado de Fator de correção de temperatura, pela norma NBR 14298. De acordo com a norma, a capacidade das baterias são referidas em geral à temperatura de 25°C e para temperaturas diferentes dessa devem ser utilizado o fator de correção correspondente, como mostra a tabela 5.5.1.2.

Tabela 5.5.1.2 – *Fator de Correção de temperatura*

Temperatura do eletrólito °C	-1,1	1,7	4,4	7,2	10	13	16	18	21	25	26,7	29,4	32,2	35	37,8	40,6	43,3	46,1	48,9	51,7
Fator de correção	1,43	1,35	1,30	1,25	1,19	1,15	1,11	1,08	1,04	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93	0,91	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85

A temperatura média em Brasília, obtida de hora em hora no período entre 01/01/2008 a 16/06/2009 foi de 21,17°C, porém a moda (valor que mais ocorreu) foi de 24,2°C. Por isso foi decidido utilizar o pior caso para que o sistema não fosse subdimensionado. Foram consideradas as temperaturas de todas as horas, com e sem produção de energia. Logo de acordo com a tabela apresentada pela norma, o fator de correção de temperatura a ser utilizado deverá ser de 1, ou seja, não há correção devido a temperatura.

- Capacidade da bateria:

A capacidade da bateria é quantidade de corrente (Ampére) que a bateria consegue fornecer durante determinado tempo(h). Assim uma bateria com capacidade de 100Ah é capaz de fornecer 100 ampéres por uma hora, 1 Ampére durante 100 horas, ou qualquer combinação corrente x tempo que seja igual a 100. A capacidade foi definida utilizando a bateria mais recomendada para utilização em sistemas de geração de energia fotovoltaico, que são as baterias de ciclo profundo e contínuo da fabricante MOURA. O modelo escolhido foi o 12MC220, que opera em 12 volts, com capacidade de 220 Ah em regime de 20 horas.

- Tensão nominal do sistema:

É a tensão de operação do sistema. A definição foi feita com base na tensão máxima do controlador de carga, que é de 125V, logo a tensão nominal do sistema será de 120 volts, que é o valor múltiplo de 12 mais próximo de 125V.

- Tensão nominal da bateria:

É a tensão nominal especificada pelo fabricante da bateria. A bateria escolhida para o nosso sistema foi a 12MC220, da fabricante MOURA, que possui tensão nominal de 12 volts.

Com a posse de todos os dados necessários, é calculada a quantidade de baterias que devem ser colocadas em paralelo, em série e a quantidade total de baterias utilizadas no Anexo II para suprir a necessidade de dois dias consecutivos sem produção de energia. A quantidade necessária será de 170 baterias.

- Dimensionamento dos painéis

Potência total (com o acréscimo de 10%) é de 9267 W.

Energia diária total (com o acréscimo de 10%) é de 166338 Wh.

Com a energia diária, a potência nominal do módulo fotovoltaico, a radiação solar, podemos calcular a quantidade de painéis necessária, utilizando a equação apresentada na seção 5.1.

$$Ed = Pnom \times Gsp \times FS \times nt$$

Onde:

$Ed = 166338 \text{ Wh};$

$Gsp = 4,294;$

$FS = 1;$

$Nt = 0,6.$

Logo a potência nominal que deverá ser instalada é de 64.562,18kW. Como cada painel tem potência nominal de 124W, serão necessários 520 painéis.

- Controlador de carga:

O controlador de carga a ser utilizado será o TriStar 60, que é um controlador configurável que suporta corrente de 60A. Como a capacidade do controlador é inferior à corrente do arranjo,

devem ser colocados controladores em paralelo. É usual utilizar uma o fator de 1,25 para o dimensionamento dos controladores. Dessa forma temos:

$$\text{Controladores em paralelo} = \frac{1,25 \times (\text{Corrente de curto circuito do arranjo})}{\text{Capacidade do controlador}}$$

$$\text{Controladores em paralelo} = \frac{1,25 \times (186,4)}{60} = 4,1$$

Portanto deverão ser utilizados 5 controladores.

- Inversor CC/CA:

A quantidade de inversor é calculada de acordo com a potência da carga, que é de 9267W. Serão utilizados inversores Pro Sine 1800i, com potência nominal de 1800W, logo serão necessárias 6 unidades.

Além disso será necessário um QTA (quadro de transferência automática), para transferir a carga para o sistema convencional caso haja falta de produção de energia fotovoltaica.

Tabela 5.5.1.3 – *Quantitativo de equipamento do sistema isolado – Anexo II*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
PAINÉIS	PVL-124	520
BATERIAS	12MC220	170
CONTROLADORES	TRISTAR 60	5
INVERSORES	PRO SINE 1800i	6
QTA		1

Como pode ser visto na tabela 5.5.1.3, é grande a quantidade de baterias, o que exige um espaço para relativamente grande para guardá las.

- Dimensionamento do sistema isolado para o Anexo III

Para o Anexo III os cálculos são idênticos, a única diferença é a carga, que é maior e conseqüentemente a energia. Enquanto o Anexo II tinha potência total de 9266 W, o Anexo III tem 42416W, que é mais de 4 vezes a potência do primeiro. A energia (com o acréscimo de 10%) é de 740784 Wh. Os cálculos realizados para o Anexo III são idênticos aos realizados para o Anexo II e por isso foram suprimidas as etapas. A tabela a seguir indica o quantitativo de equipamentos para o Anexo III:

Utilizando o mesmo método anterior, foram dimensionadas 760 baterias para o Anexo III.

- **Dimensionamento dos painéis**

Os parâmetros do painel são idênticos, assim como os parâmetro meteorológicos. A única diferença está na potência que deverá ser instalada. Aqui a potência instalada considerada foi de 1234,64kW. Para essa potência, são necessários 2319 painéis.

- **Controladores de carga:**

Os controladores também foram calculados da mesma forma. Serão necessários 19 conversores de 60A.

- **Inversor CC/CA:**

Serão utilizados novamente inversores Pro Sine 1800i. Serão necessários 24 inversores de 1800W para a carga de 42416W do Anexo III. Da mesma forma que o Anexo II, aqui também será previsto o quadro de transferência automática, para utilizar a energia da CEB caso seja necessário.

O quantitativo dos equipamentos necessários é mostrado na tabela abaixo:

*Tabela 5.5.1.4 – Quantitativo de equipamento do sistema isolado – Anexo III*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	2319
<b>BATERIAS</b>	12MC220	760
<b>CONTROLADORES</b>	TRISTAR 60	15
<b>INVERSORES</b>	PRO SINE 1800i	24
<b>QTA</b>		1

Novamente, devido à necessidade de grande quantidade de baterias, o sistema exige um espaço para armazená-las, o que é uma desvantagem desse sistema.

## **5.5.2 SISTEMA EM HORÁRIO DE PONTA**

Ao longo das 24 horas do dia, o consumo de energia varia, atingindo valores máximos entre as 17 e 22 horas. De acordo com o perfil da carga de cada concessionária, são escolhidas três horas consecutivas compreendidas no intervalo das 17:00 às 22:00h, dos dias úteis, definido como

HORÁRIO DE PONTA, em que a tarifa cobrada é maior do que no horários fora de ponta. Em Brasília o horário de ponta é de 18:00 às 21:00 horas.

Esse sistema propõe a utilização da energia da concessionária durante os horários de tarifa normal e a utilização da energia fotovoltaica durante o período de ponta. Para isso são utilizadas baterias para armazenar a energia que será utilizada no horário de ponta, que geralmente não tem radiação solar. Com isso o sistema visa reduzir o gasto com energia nos horários em que a energia tem maior custo. Como Brasília faz parte das regiões que adotam o horário de verão, em alguns períodos do ano, durante aproximadamente uma hora (por volta das 18:00 no horário de verão), há produção de energia fotovoltaica no horário de pico. Porém nos períodos fora do horário de verão, ao iniciar o horário de ponta (18:00 horas), na maior parte dos dias não há radiação solar, ou é muito baixa. Com isso o sistema deve utilizar baterias para armazenar energia durante o período de insolação e utilizar essa energia armazenada apenas nos horários de pico. Será considerado o pior caso para o dimensionamento das baterias, que é o período em que não há horário de verão.

Esse sistema é muito parecido com o sistema estudado anteriormente, o isolado, porém será utilizada uma quantidade menor de equipamentos, devido ao fato de a energia ser menor, pois aqui a energia diária a ser suprida pelo sistema é de apenas três horas. Novamente será feita a análise para o Anexo II primeiramente e em seguida para o Anexo III.

- Anexo II

Para o sistema suprir apenas o horário de ponta a energia diária será diferente, pois será para suprir a potência durante apenas 3 horas (entre 18:00 e 21:00h), porém a potência será a mesma. A nova energia, com acréscimo de 10%, utilizado como fator de segurança, será de 27800 Wh. A potência se manterá 9267 W.

- Dimensionamento do banco de baterias:

É feito do mesmo modo do sistema anterior.

Consumo em ampére-hora corrigido (Ah/dia) :

$$Consumo[Ah] = \frac{27800 [Wh]}{120[V] \times 0,98 \times 0,95} = 248,83 Ah$$



Os demais parâmetros são idênticos ao do sistema isolado

- Dias de armazenamento: Dois dias
- Profundidade de descarga máxima = 0,8 (80%)
- Desconto por temperatura: Fator de correção de temperatura = 1
- Capacidade da bateria: 220Ah
- Tensão nominal do sistema = 120 volts
- Tensão nominal da bateria = 12 volts

Utilizando os dados discutidos acima, e novamente a tabela 5.5.1.1 foi obtida a quantidade de baterias que devem ser utilizadas, que é 30.

- Painéis:

Será utilizado o mesmo método utilizado para o sistema isolado.

Os parâmetros do painel são idênticos, assim como os parâmetros meteorológicos. A única diferença está na potência que deverá ser instalada.

A potência do sistema foi obtida apenas para o carregamento diário das baterias, visto que o sistema somente irá suprir a carga nos momentos de pico. A potência para o carregamento das baterias foi calculado, considerando a energia a ser consumida durante três horas e o tempo de carregamento com base na pior média mensal de insolação diária, que como já citado, foi de 4,294kW/(m².dia). A potência a ser instalada, considerando rendimento de 0,6 é de 10,79kW. Para isso são necessários 87 painéis.

- Controlador de carga

O controlador de carga a ser utilizado também será o mesmo, TriStar 60.

$$\text{Controladores em paralelo} = \frac{1,25 \times (32,8)}{60} = 0,69$$

Portanto deverá ser utilizado apenas 1 controlador.

- Inversor CC/CA

Os inversores também serão os mesmos, Pro Sine 1800i. A quantidade também é a mesma que foi utilizada para o sistema isolado, pois a potência da carga é a mesma.

A quantidade de equipamentos necessária para a implantação desse sistema para o Anexo II está mostrada na tabela abaixo.

*Tabela 5.5.2.1 – Quantativo de equipamentos para hora de ponta-Anexo II.*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	87
<b>BATERIAS</b>	12MC220	30
<b>CONTROLADORES</b>	TRISTAR 60	1
<b>INVERSORES</b>	PRO SINE 1800i	6
<b>QTA</b>		1

- Anexo III

Como dito anteriormente, para o sistema suprir apenas o horário de ponta a energia diária será diferente. A nova energia, com acréscimo de 10%, utilizado como fator de segurança, será de 127248 Wh. A potência se manterá a mesma do sistema isolado, 42416 W.

- Baterias:

130 unidades da mesma bateria utilizada nos sistemas anteriores (12MC220).

- Painéis

Foram calculados da mesma forma que para o Anexo II e também foi considerada a pior média diária na superfície inclinada, que é de 4,294kW/m<sup>2</sup>, ocorrida em Abril de 2009.

Para esse sistema, a potência instalada será de 49,38kW. Logo serão necessário 399 painéis de 124W.

- Controlador de carga: Serão utilizados 4 controladores de carga.

- Inversor CC/CA: A potência da carga é a mesma do sistema isolado, 42416W, portanto serão utilizados 24 inversores.

*Tabela 5.5.2.2 – Quantitativo de equipamento para horário de ponta-Anexo III*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	399
<b>BATERIAS</b>	12MC220	130
<b>CONTROLADORES</b>	TRISTAR 60	4
<b>INVERSORES</b>	PRO SINE 1800I	24
<b>QTA</b>		1

### 5.5.3 INTERLIGADO À REDE INTERNA

O sistema fotovoltaico, converte energia solar diretamente em energia elétrica, proporcionalmente à radiação solar recebida por ele. Porém, a radiação solar não é constante durante o dia, pois há momentos que o sol está incidindo com maior ou menor intensidade, fazendo com que a energia gerada pelos painéis não seja constante.

Nesse sistema não há armazenamento de energia, dessa forma, toda a energia produzida pelos painéis deve ser utilizada no momento da produção. Por não haver armazenamento de energia, deve ser utilizado complementarmente a outra fonte de energia para suprir a carga quando não houver produção fotovoltaica. A outra fonte que será utilizada será a rede convencional de energia elétrica, da concessionária CEB. Quando a energia produzida pelos painéis não for suficiente para suprir as cargas, a CEB será automaticamente acionada e alimentará as cargas. Por outro lado, quando a produção de energia pelos painéis for maior do que a demanda das cargas as quais ele foi dimensionado para alimentar (iluminação dos corredores), o excedente da produção de energia dos painéis será utilizado em outras cargas do prédio e não será entregue à rede da concessionária. É possível que o excesso seja “vendido” para a rede convencional, como será visto no próximo tópico, Sistema Interligado à rede, mas essa opção ainda não está regulamentada no Brasil.

A grande novidade nesse sistema é o inversor conectado à rede (Grid tie). Já há vários desses inversores sendo utilizados, principalmente na Europa. O mais difundido naquela região é o inversor da SMA, o Sunny Boy, que é derivado da engenharia alemã, com mais de 200.000 unidades vendidas.

Aqui no Brasil foi encontrado o inversor grid-tie GCI-1500, da fabricante CINTRAX, que tem potência máxima de 1500W, com potência de pico de 1600W. Há outros inversores dessa mesma família com potências maiores, chegando a 20kW, o que mostra que esses inversores podem ser utilizados em pequenas “usinas” fotovoltaicas ou eólicas. Esse equipamento possui micro controladores que monitoram a todo instante a tensão e frequência da energia, verificando se elas estão dentro das margens aceitáveis. Se não estiverem, o sistema desconecta automaticamente durante um intervalo de tempo e só volta a conectar quando os parâmetros voltarem aos limites aceitáveis. Além disso, ele possui interface RS-485 para conexão com computadores, para a análise dos dados obtidos através do software fornecido junto ao equipamento. Esse equipamento possui o software voltado para sistemas eólicos, inclusive o software possui algumas medidas específicas dos sistemas eólicos, como medidas da velocidade do vento e de turbinas, mas ele funciona perfeitamente para sistemas solares também (manual do fabricante). Algumas imagens do software de análise são vistos nas figuras abaixo:

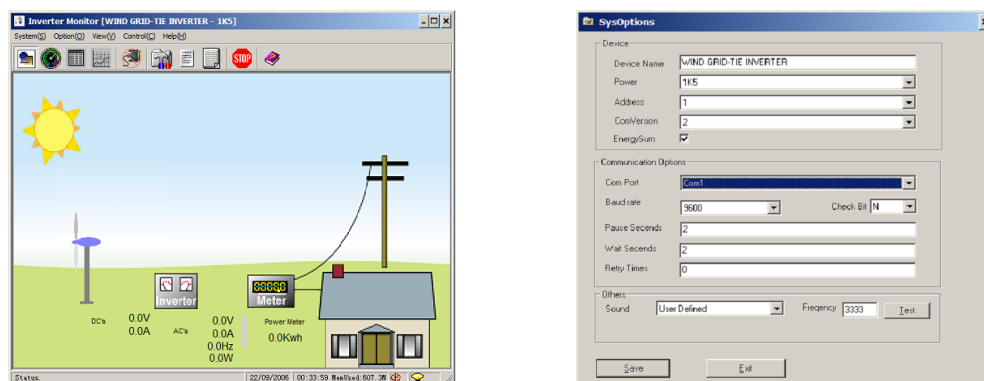


Figura 5.5.3.1 – Imagens do Software de Analise

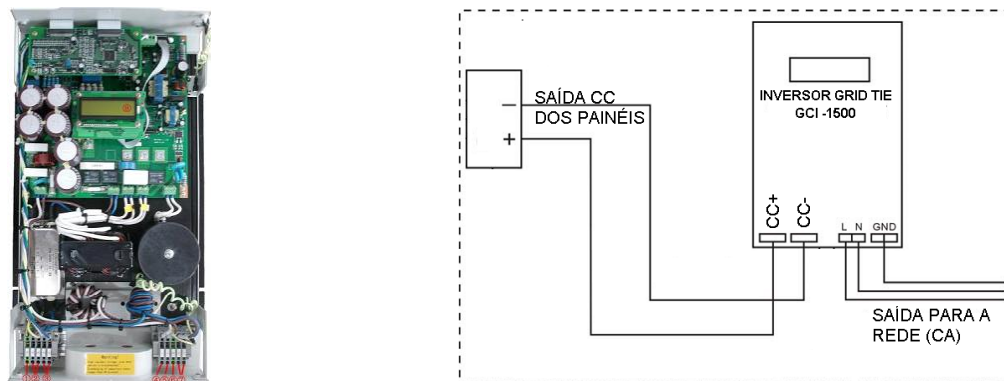


Figura 5.5.3.2 – Inversor de Frequencia e esquema de ligação

Serão feitos agora os cálculos para o sistema interligado à rede elétrica para o Anexo II e em seguida para o Anexo III.

- Anexo II
- Dimensionamento dos painéis

Nesse sistema, pelo fato de haver uma segunda fonte de energia (a CEB), as cargas serão supridas mesmo se não houver produção fotovoltaica. Isso traz uma certa liberdade ao projeto em relação à quantidade de painéis que serão instaladas, além de que se produção exceder o consumo das cargas para as quais ele foi dimensionado, o excedente será utilizado para suprir outras cargas. Dessa forma não haverá desperdício de energia por superdimensionamento, nem haverá “apagão” se a produção for aquém da demanda das cargas. Mas, de qualquer forma, para garantir o suprimento das cargas de iluminação dos corredores o dimensionamento será feito com base na média de insolação radiação horária ocorrida no período entre 01/01/2008 e 31/05/2009. A média de radiação média foi feita considerando todos os horários que houve radiação solar. Além disso, será considerada a maior potência das cargas, ou seja, será considerada a potência em que todas as lâmpadas estejam ligadas ao mesmo tempo (QUADROS NORMAL E EMERGÊNCIA). A radiação horária média foi de 418 W/m². Um outro fator que deve ser levado em consideração é a faixa de tensão de entrada do inversor, que é de 70 a 400 Vcc.

A potência calculada para o sistema fotovoltaico será calculada com a equação, já apresentada nos sistemas anteriores.

$$Ed = Pnom \times Gsp \times FS \times nt$$

A potência das cargas que serão supridas pelos painéis é a máxima, 9267W. Como não haverá armazenamento, serão necessários painéis apenas para suprir a demanda nos horários que houver radiação.

Considerando a eficiência do sistema de 0,75 e a radiação solar de 418W/m², serão necessários 239 painéis PVL-124 para suprir a demanda das cargas.

Além dos painéis serão necessários inversores Grid tie. O dimensionamento dos inversores é feito levando em consideração a máxima potência que poderá ser produzida pelo sistema, pois nos momentos que a radiação for maior do que a média, a energia será utilizada em outras cargas. A

potência nominal de cada inversor é de 1500W e a potência máxima dele é de 1600W. A potência máxima que poderá ser gerada é de 29636W, valor que dificilmente será alcançado devido às perdas do sistema. Por isso o dimensionamento do sistema será feito levando em conta a potência de pico do inversor. Logo serão necessários 19 inversores Grid Tie.

O quantitativo de equipamentos necessário para esse sistema é mostrado na tabela 6.14

*Tabela 5.5.3.1 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna - ANEXO II*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	239
<b>INVERSORES</b>	GCI 1500	19

- Anexo III
- Dimensionamento dos painéis:

O cálculo para o Anexo III é idêntico ao do Anexo II, novamente com alteração apenas na potência que deverá ser instalada pelos painéis, o que resultará em uma quantidade diferente de painéis. Considerando a potência máxima instalada e as perdas e radiação média, que é de 418W/m<sup>2</sup>, a potência que deverá ser instalada é de 56,55kW (já com 10% de acréscimo). Com isso serão necessários 1092 painéis.

- Inversores

Também serão utilizados os inversores Grid Tie, modelo GCI-1500. Como a potência máxima do sistema instalado é 145,080kW, deverão ser utilizados 97 inversores. O quantitativo de equipamentos para instalação desse sistema é apresentado na tabela 5.5.3.2.

*Tabela 5.5.3.2 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna - ANEXO III*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	1092
<b>INVERSORES</b>	GCI 1500	85

#### **5.5.4 SISTEMA INTERLIGADO À REDE INTERNA COM HORÁRIO DE PONTA**

Esse sistema é a junção do sistema de horário de ponta com o sistema interligado à rede interna. Ele terá a prioridade de armazenar energia em baterias para suprir a demanda no horário de ponta

(3 horas), e o excedente será consumido pelas outras cargas. Esse sistema visa extinguir o consumo de energia no horário de ponta e ainda reduzir o consumo nos outros horários quando houver energia sendo produzida em excesso pelos painéis.

Novamente serão calculados os quantitativos de equipamentos para os Anexos II e III.

- Anexo II

A quantidade de baterias e de controladores será a mesma para o sistema de horário de ponta. Como já tinha sido dimensionado no sistema “Horário de ponta”, sabe-se que são necessárias 30 baterias e 1 controlador de carga.

Já para os painéis será utilizada a quantidade de painéis calculada no sistema interligado à rede interna (239) mais a quantidade de painéis utilizada no sistema de hora de ponta (87), totalizando 326 painéis. Dessa forma garante-se o carregamento das baterias, com os 87 painéis calculados para o horário de ponta e também o suprimento na hora em que está sendo produzida a energia fotovoltaica.

Os inversores foram calculados considerando-se a potência máxima instalada, que é de 40,424kW. Logo serão necessários 26 inversores.

Os quantitativos desse sistema estão na tabela 5.5.4.1.

*Tabela 5.5.4.1 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna com baterias-Anexo II*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	326
<b>BATERIAS</b>	12MC220	30
<b>CONTROLADORES</b>	TRISTAR 60	1
<b>INVERSORES</b>	GCI 1500	26

- Anexo III

Da mesma forma que foi considerado no Anexo II, serão consideradas as 130 baterias e 3 controladores de carga dimensionados anteriormente para o sistema de horário de ponta.

A quantidade de painéis será utilizada a quantidade calculada no sistema interligado à rede interna (1092) mais a quantidade para carregar as baterias (399) do sistema hora de ponta. O total dos dois sistemas é de 1491 painéis.

Os inversores deverão ser calculados para a máxima potência, que é 188,728kW, e também será considerada a potência de pico dos inversores, visto que o sistema muito dificilmente alcançará potência máxima. Com essas considerações, serão necessários 116 inversores.

O quantitativo de equipamentos desse sistemas está na tabela 5.5.4.2.

*Tabela 5.5.4.2 – Quantitativo de equipamentos para sistema ligado à rede interna com baterias-Anexo III.*

	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>PAINÉIS</b>	PVL-124	1522
<b>BATERIAS</b>	12MC220	130
<b>CONTROLADORES</b>	TRISTAR 60	4
<b>INVERSORES</b>	GCI 1500	116

### **5.5.5 INTERLIGADO À REDE EXTERNA**

O sistema interligado à rede externa é muito parecido com o sistema interligado à rede interna. A diferença é que se a produção de energia fotovoltaica for superior a demanda de todas as cargas que podem ser utilizadas dentro do próprio prédio, o excedente pode ser entregue à rede da concessionária. E toda a energia que é entregue à rede é “paga” pela concessionária. Esse sistema ainda não é regulamentado no Brasil e por isso ainda não está sendo amplamente utilizado aqui, mas está sendo muito difundido nos países em que o sistema já é regulamentado. Em Portugal, o governo criou um decreto de lei para regulamentar as condições de venda de energia à rede. Nesse decreto foi limitada a potência máxima a ser vendida em 3,68kW e foram estabelecidas que serão pagas como incentivo à população para produzir energia fotovoltaica. Até o 5º ano o preço pago é de 650 Euros/MWh e do 6º ao 15º o preço cai para 503 Euros/MWh, podendo ser reajustado. Isso mostra que os países além de legalizarem esse tipo de sistema estão incentivando economicamente a difusão desse sistema. Há exemplos no Brasil desse sistema, mas ainda apenas em fase de estudos.

No Brasil o sistema interligado à rede ainda não foi legalizado, mas Universidades fazem experiência com esse tipo de sistema. As experiências estão sendo feita na UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina, na UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, na USP –



Universidade de São Paulo e há ainda um sistema da CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. A UFSC projetou e montou o primeiro sistema fotovoltaico interligado a rede pública do país, que está em funcionamento desde Setembro de 1997 com produção de 2kW e que está servindo para avaliação de dados.

*Tabela 5.5.5.1: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.*

Sistema	Data de instalação	Local	Potência (kWp)	Tecnologia
CHESF	1995	Recife, PE – CHESF	11	Policristalino
LABSOLAR	1997	Florianópolis, SC-UFSC	2	Amorfo
LSF <sub>I</sub>	1998	São Paulo, SP-IEE – USP	0,75	Monocristalino
COPPE	1999	Rio de Janeiro, RJ – UFRJ	0,424	Monocristalino
LSF <sub>II</sub>	2001	São Paulo, SP-IEE – USP	6,3	Monocristalino

Fonte: Oliveira & Zilles (2001); Zilles *et al.* (2002)

A tabela acima mostra os sistemas brasileiros que são interligados à rede e mais recentemente, no dia 19/06/2009 a UFSC, em parceria com a Tractebel Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) inaugurou três novos geradores solares fotovoltaicos. Dois deles instalados no campus, no Hospital Universitário e no Colégio de Aplicação e o terceiro no aeroporto Hercílio Luz, montados sobre a cobertura do Terminal de Carga Aérea. A estimativa de geração média mensal é em torno de 200kWh.



*Figura 5.5.5.1 – Sistema solar fotovoltaico de 2kWp instalado na UFSC em Florianópolis.*

Alguns países que possuem o sistema interligado à rede legalizado são: Índia, Austrália, Bélgica, Canadá, Grécia, Hungria, Israel, Japão, México, Países Baixos, Nova Zelândia, Portugal, Sri Lanka, Singapura, Espanha, EUA.

## 6 RESULTADO E ANÁLISE

### 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Esse trabalho tem como objetivo analisar sistema fotovoltaicos que poderão ser implementados nos Anexos II e III da Câmara dos Deputados. Nesse capítulo serão feitas as análises de custo de implantação de cada um dos sistemas, o custo da potência instala e também o custo da energia produzida em cada sistema, comparado-as uma a uma e ao sistema existente, a energia consumida da rede da concessionária (CEB)

### 6.2 CONSUMO DE ENERGIA ATUAL (CEB)

Atualmente a energia que alimenta as cargas de iluminação dos Anexos II e III, assim como toda a carga da Câmara dos Deputados é vinda da rede da concessionária CEB.

Dependendo das características de cada consumidor ele é enquadrado em uma determinada categoria. Os parâmetros levados em conta são o tipo de consumidor (rural, residencial, comercial, industrial, etc.) e o consumo (em kW.h). Os consumidores da chamada tensão secundária, geralmente os consumidores residenciais e as pequenas instalações industriais são enquadrados na tarifação Normal. Já os consumidores de alta potência instalada (acima 112,5kVA) são obrigados a contratar Potência e Energia, podendo optar por pela segmento Horó Sazonal Azul ou Horó Sazonal Verde, que serão explicados mais adiante. A seguir é mostrada a figura 6.2.1 da CEB que contém o enquadramento do consumidor nas diversas categorias, dependendo de suas características, e as tarifas de pagas em cada categoria.



**Diretoria de Comercialização**  
**Superintendência Comercial - SPC**  
**Gerência de Faturamento - GRFA**

**JUNHO**  
**2009**

Consumo		ICMS	R\$/kWh
B1 - Res. Baixa Renda até 50 kWh	Até 30 kWh	Isento	0,0848799
	De 31 a 50 kWh	Isento	0,1473209
B1 - Residencial Baixa Renda	Até 30 kWh	12%	0,0970972
	De 31 a 80 kWh	12%	0,1685258
	De 81 a 100 kWh	12%	0,1702410
	De 101 a 180 kWh	12%	0,2554036
	De 181 a 200 kWh	12%	0,2837351
	De 201 a 300 kWh	17%	0,3018374
	De 301 a 500 kWh	21%	0,3180718
	Acima de 500 kWh	25%	0,3361517
B1 - Residencial até 50 kWh		Isento	0,2552270
B1 - Residencial de 51 a 200 kWh		12%	0,2919635
B1 - Residencial de 201 a 300 kWh		17%	0,3105907
B1 - Residencial de 301 a 500 kWh		21%	0,3272959
B1 - Residencial acima de 500 kWh		25%	0,3459002

Tariffs of Group B

Consumo (Alíquota do ICMS)	Até 50 kWh (0%)	51 a 200 (12%)	201 acima (17%)
B2 - Rural	0,1537590	0,1758906	0,1871124
B2 - Cooperativa de eletrificação rural	0,1049176	0,1200191	0,1276764
B2 - Madrugada - irrigação (redução de 67%) sobre a Tarifa B2 - Rural para o período das 21:30h às 06:00h			
B3 - Serviço de Saneamento (redução de 15%)		0,2500857	0,2660412
B4a - Iluminação Pública (entrega no poste)		0,1446203	0,1538471
B4b - Iluminação Pública (entrega na lâmpada)		0,1586781	0,1688018
Consumo (Alíquota do ICMS)	Até 200 (12%)	201 a 1000 (17%)	1001 acima (21%)
B3 - Comercial/Industrial	0,2942185	0,3129896	0,3298238
Consumo (Alíquota do ICMS)	Até 200 (12%)	201 a 500 (17%)	501 acima (25%)
B3 - Poder Público	0,2942185	0,3129896	0,3485718

Tarifas do Grupo A - Convencional					Taxas de Serviço			
Consumo (Alíquota do ICMS)	Até 200 (12%)		201 acima (17%)		Serviços (em R\$)	Mono	BI	Tri
	RS/kW	RS/kWh	RS/kW	RS/kWh				
A4 - Rural (redução de 10%)	18,6973731	0,1472040	19,8902641	0,1565956	Vistoria	3,84	5,49	10,99
A4 - Madrugada (redução de 80%)		0,0327120		0,0347990	Aferição de medidor	4,95	8,24	10,99
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	10,3874295	0,0817800	11,0501467	0,0869975	Verificação nível de tensão	4,95	8,24	9,89
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18,5150533	0,1457856	19,6963123	0,1550867	Religação normal	4,38	6,04	18,14
A4 - CELG (sem ICMS)	13,4738387	0,0378106			Religação de urgência	21,99	33,00	55,00
A4 - Comercial/Indust/P. Público	21,7824157	0,1715125			Segunda via	1,64	1,64	3,29
A4 - Residencial	20,7748590	0,1635600						
AS - Comercial/Indust/P. Público	32,1818399	0,1795010						
AS - Residencial	30,6944944	0,1711886						
Consumo (Alíquota do ICMS)	201 a 1000 (17%)		1001 acima (21%)		Legislação Vigente			
	RS/kW	RS/kWh	RS/kW	RS/kWh				
A4 - Comercial/Industrial	23,1721321	0,1824550	24,4184482	0,1922683	Pis/Pasep (0,83%) + Cofins (3,80%) = 4,63			
AS - Comercial/Industrial	34,2350389	0,1909531	36,0763748	0,2012236	Resolução n° 456/2000 da Aneel - Critérios para fornecimento de energia			
Consumo (Alíquota do ICMS)	201 a 500 (17%)		501 acima (25%)		Desconto p/ serviços de saneamento: Decreto 62.724, de 23.12.88			
	RS/kW	RS/kWh	RS/kW	RS/kWh	Tarifa da Madrugada: Portaria 207/2006-ANEEL, de 09.01.2006			
A4 - Poder Público	23,1721321	0,1824550	25,8064516	0,2031973	ICMS: Lei 7, de 29.12.88; Decreto 16.102, 30.11.94; Lei 987, 18.12.95			
AS - Poder Público	34,2350389	0,1909531	38,1270427	0,2126616	Tarifas de Energia: Resolução 695/2008-ANEEL, de 25.08.2008			
Consumo (ICMS)	201 a 300 (17%)		301 a 500 (21%)		Taxas de Serviços: Resolução 695/2008-ANEEL, de 25.08.2008			
	RS/kW	RS/kWh	RS/kW	RS/kWh	Tarifa CEB/CELG: Resolução 179/2005-ANEEL, de 24.08.2005			
A4 - Residencial	22,1002934	0,1739951	23,2889606	0,1833535	CIP: Decreto GDF Nº 24324 de 29.12.2003			
AS - Residencial	32,6528008	0,1821105	34,4090359	0,1919053	ENCAPEME: Resolução 496/2003-ANEEL, de 26.09.2003			

Figura 6.2.1 – Enquadramento do Consumidor

Dentre os horários de ponta (17:00 a 22:00 h) a CEB adotou o horário de ponta entre às 18:00 e 21:00. Há ainda variação de tarifas de ponta de acordo com a época do ano. Entre os meses de Maio a Novembro, temos o período de seca, em que a tarifa de ponta é mais cara do que a tarifa de ponta entre os meses de Dezembro e Abril, que constituem o período úmido. A tabela 6.2.2 da CEB mostra os valores das tarifas normais, de ponta úmida e ponta seca para os segmentos Horo Sazonal Azul e Horo Sazonal Verde. No primeiro segmento, o Horo Sazonal Azul são fixados dois valores de demanda contratada, sendo um para o horário de ponta e outro para horário fora de ponta, sendo que o valor contratado para o horário de ponta não pode ser inferior a 10% do valor estabelecido para o horário fora de ponta. Já no Horo Sazonal Verde não haverá contrato de demanda de ponta, pois é presumido que no horário de ponta o consumidor não utilizará a rede como fonte de energia, seja por estar desativado ou por utilizar alguma fonte alternativa. Mas, se for registrado qualquer consumo de energia no horário de ponta, o consumidor será faturado por uma tarifa muito maior do que a normal, como pode ser visto na tabela 6.1.2. A Câmara dos Deputados é classificado como poder público (AS) e opta pelo segmento Horo Sazonal Azul.



**Diretoria de Comercialização**  
**Superintendência Comercial - SPC**  
**Gerência de Faturamento - GRFA**

**JUNHO**  
**2009**

#### Tarifa Horo-Sazonal Azul

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Resid. > de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kW				Consumo - R\$/kWh			
		Ponta	Fora de Ponta	Ultrapas. na ponta	Ultrapas. f. de ponta	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A2 - Comercial/Industrial	21%	20,1694231	2,8102729	60,5082694	8,4308188	0,2932634	0,2648648	0,1814575	0,1649724
A2 - Poder Público	25%	21,3159016	2,9700156	63,9477049	8,9100468	0,3099332	0,2799204	0,1917720	0,1743498
A2 - Saneamento (redução de 15%)	17%	16,2689804	2,2668112	48,8069414	6,8004338	0,2365509	0,2136442	0,1463665	0,1330694
A3a - Saneamento (redução de 15%)	17%	19,6203904	4,3492407	58,8611713	13,0477223	0,2365509	0,2136442	0,1463665	0,1330694
A4 - Comercial/Industrial	21%	31,7197794	7,8257361	95,1593384	23,4772085	0,2932634	0,2648648	0,1814575	0,1649724
A4 - Poder Público	25%	33,5228080	8,2705698	100,5684240	24,8117095	0,3099332	0,2799204	0,1917720	0,1743498
A4 - Saneamento (redução de 15%)	17%	25,5856832	6,3123644	76,7570498	18,9370932	0,2365509	0,2136442	0,1463665	0,1330694
A4 - Rural (redução de 10%)	17%	25,8389689	6,3736123	77,5169069	19,1208370	0,2388554	0,2157266	0,1477874	0,1343626
A4 - Madrugada (redução de 80%)	17%	-	-	-	-	0,0530789	0,0479392	0,0328416	0,0298583
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	17%	14,3549827	3,5408957	43,0649483	10,6226872	0,1326974	0,1198481	0,0821041	0,0746459
A4 - Residencial	25%	31,9738524	7,8868836	95,9215574	23,6606508	0,2955662	0,2669461	0,1828762	0,1662640
AS - Comercial/Industrial	21%	33,2123167	12,0075299	99,6369503	36,0225897	0,3069517	0,2771816	0,1898749	0,1725561
AS - Poder Público	25%	35,1001847	12,6900667	105,3005542	38,0702003	0,3243996	0,2929373	0,2006678	0,1823646

### Tarifa Horo-Sazonal Verde

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Residencial acima de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kW		Consumo - R\$/kWh			
		Normal	Ultrapas.	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A4 - Comercial/Industrial	21%	7,8257361	23,4772085	1,0298372	1,0014521	0,1814575	0,1649724
A4 - Poder Público	25%	8,2705698	24,8117095	1,0883757	1,0583771	0,1917720	0,1743498
A4 - Saneamento (redução de 15%)	17%	6,3123644	18,9370932	0,8306832	0,8077874	0,1463665	0,1330694
A4 - Rural (redução de 10%)	17%	6,3736123	19,1208370	0,8387903	0,8156730	0,1477874	0,1343626
A4 - Madrugada (redução de 80% no consumo)	17%	-	-	-	-	0,0328416	0,0298583
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	17%	3,5408957	10,6226872	0,4659946	0,4531517	0,0821041	0,0746459
A4 - Residencial	25%	7,8868836	23,6606508	1,0379423	1,0093363	0,1828762	0,1662640
AS - Comercial/Industrial	21%	12,0209762	36,0629286	1,0777195	1,0480032	0,1898346	0,1726099
AS - Poder Público	25%	12,7042773	38,1128321	1,1389796	1,1075742	0,2006252	0,1824214

Figura 6.2.2 – Tarifas CEB

A tabela a seguir mostra a quantidade de energia que os Anexos II e III consumiram no mês de abril de 2009. A conta mostra os valores totais de consumo, e não só as cargas que pretende se suprir com energia fotovoltaica.

Tabela 6.2.1: Consumo total de energia dos Anexos II e III, mês de abril de 2009.

ANEXO II		ANEXO III	
MÊS	abr/09	MÊS	abr/09
CLASSIFICAÇÃO	P.PÚBLICO (AS)	CLASSIFICAÇÃO	P.PÚBLICO (AS)
LIGAÇÃO	AZUL	LIGAÇÃO	AZUL
PERIODO	UMIDO	PERIODO	UMIDO
CONTRATO PONTA	1300 kW	CONTRATO PONTA	900 kW
CONTRATO F. PONTA	1100 kW	CONTRATO F. PONTA	900 kW
REGISTRADO PONTA	1228 kW	REGISTRADO PONTA	841 kW
REGISTRADO F. PONTA	1345 kW	REGISTRADO F. PONTA	916 kW
CONSUMO PONTA UMIDO	53215 kWh	CONSUMO PONTA UMIDO	20984 kWh
CONSUMO PONTA UMIDO (iluminação)	758 kWh (1,42%)	CONSUMO PONTA UMIDO (iluminação)	3470 kWh (16,53%)
CONSUMO F. PONTA UMIDO	458314 kWh	CONSUMO F. PONTA UMIDO	202448 kWh
CONSUMO F. PONTA UMIDO (iluminação)	3778 kWh (0,82%)	CONSUMO F. PONTA UMIDO (iluminação)	16732 kWh (8,26%)
DEMANDA PONTA	1300 kW	DEMANDA PONTA	900 kW
DEMANDA F. PONTA	1100 kW	DEMANDA F. PONTA	916 kW
ULT. DEM. F PONTA	245 kW		
TOTAL A PAGAR	R\$ 158.257	TOTAL A PAGAR	R\$ 81.234
TOTAL A PAGAR DE ILUMINAÇÃO	R\$ 906,00	TOTAL A PAGAR DE ILUMINAÇÃO	R\$ 4.046

Conforme é visto na tabela 6.2.1, o consumo total de energia dos Anexos é muito alto. A parcela de energia gasta com a iluminação dos corredores do Anexo II tem baixa participação, correspondendo a 1,42% no horário de ponta e 0,82% nos horários fora de ponta. Já a participação da energia de iluminação no Anexo III é maior, 8,26% no horário de fora de ponta e 16,53% no horário de ponta.

### **6.3 ANÁLISE COMPARATIVA DOS SISTEMAS**

Esta sessão tratará dos custos de implantação de cada sistema que foi dimensionado no capítulo 5 e o valor pago atualmente à concessionária (CEB). Aqui serão levados em conta os preços dos equipamentos, o custo de instalação e os gastos com impostos e frete. Alguns componentes do sistema são importados, então além de considerar os impostos e fretes de importação, será levado em conta a taxa de câmbio entre as moedas Real (brasileiro) e o Dólar (Norte americano).

Os valores utilizados para equipamentos que compõem o sistema foram obtidos diretamente em lojas que os comercializam por meio da Internet. Todos os equipamentos, exceto os painéis, foram analisados com preços já no Brasil e com frete incluso. Para os painéis, que foram calculados com valores de importação, tiveram seus valores obtidos segundo Severino (2008). Os valores obtidos por Mauro se mostram mais consistentes pois são valores realmente pagos, já que o sistema estudado por ele já foi implementado, em 2008. Foi considerado o mesmo preço utilizado na tese dele (em dólar), pois foi considerada que possíveis inflações tivessem ocorrido, seria naturalmente compensadas pela tendência de queda dos preços de painéis.

Para todos os equipamentos foram aplicadas taxas de variação do preço, entre 80% e 110% dos valores encontrados. Essa variação foi considerada para as simulações que serão vistas mais adiante. O motivo de se considerar uma porcentagem maior para valores menores é que os produtos utilizados em sistemas fotovoltaicos tem tendência de queda de preço, como foi tratado em capítulos anteriores. O único equipamento que teve variação diferenciada foi o Inversor Grid Tie (Conectado à rede), que teve variação de 60% a 100%. Isso foi considerado pelo alto valor encontrado para ele e valores muito mais baixos encontrados em lojas do exterior. Porém não foram escolhidos do estrangeiro, pois seria mais difícil precisar o preço incluindo impostos e frete de acordo com a demanda.

A tabela a seguir foi construída no software EXCEL, com base nos cálculos de dimensionamento propostos no capítulo 5.

Tabela 6.3.1: Planilha de custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo II

Item	VALOR UNITÁRIO (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)	VALOR (R\$)			VALOR (US\$)	TX. CÂMBIO (R\$/US\$)			
			MÍNIMO	MÁXIMO	Utilizado (aleatório)		MÍN	MÁX	Utilizado (aleatório)	
SISTEMA INTERLIGADO À REDE COM HORÁRIO DE PONTA										
1	PAINÉIS	975	317.850,00	217.768,00	299.431,00	258.833,42	163.000,00	1,59	2,39	1,67
2	BATERIAS	1100	33.000,00	26.400,00	36.300,00	27.113,01				
3	CONTROLADORES	1150	1.150,00	920,00	1.265,00	1.116,83				
4	INVERSORES (GRID)	12500	325.000,00	195.000,00	325.000,00	315.103,65				
5	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	63.570,00	50.856,00	69.927,00	69.494,24				
6	INSTALAÇÃO	30	9.780,00	7.824,00	10.758,00	9.404,99				
	TOTAL		750.350,00	498.768,00	742.681,00	731.111,25				
	R\$/kW		18.561,99	12.338,41	18.372,28	18.086,07	DOLAR MÉDIO	1,95	POTENCIA	40.424,00
SISTEMA ISOLADO										
1	PAINÉIS	975	507.000,00	447.200,00	614.900,00	466.806,71	260.000,00	1,59	2,39	2,15
2	BATERIAS	1100	187.000,00	149.600,00	205.700,00	185.893,28				
3	CONTROLADORES	1150	5.750,00	4.600,00	6.325,00	4.652,69				
4	INVERSORES	6790	40.740,00	32.592,00	44.814,00	35.110,13				
5	QTA	5000	5.000,00	4.000,00	5.500,00	4.682,31				
6	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	101.400,00	81.120,00	111.540,00	102.218,71				
7	INSTALAÇÃO	30	15.600,00	12.480,00	17.160,00	16.851,68				
	TOTAL		862.490,00	731.592,00	1.005.939,00	901.321,28				
	R\$/kW		13.376,09	11.346,03	15.600,79	13.978,31	DOLAR MÉDIO	1,95	POTENCIA	64.480,00
SISTEMA PONTA										
1	PAINÉIS	975	84.825,00	74.472,00	102.399,00	86.426,89	43.500,00	1,59	2,39	2,14
2	BATERIAS	1100	33.000,00	26.400,00	36.300,00	33.976,41				
3	CONTROLADORES	1150	1.150,00	920,00	1.265,00	931,45				
4	INVERSORES	6790	40.740,00	32.592,00	44.814,00	38.921,69				
5	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	16.965,00	13.572,00	18.661,50	16.053,95				
6	QTA	5000	5.000,00	4.000,00	5.500,00	5.190,28				
7	INSTALAÇÃO	30	2.610,00	2.088,00	2.871,00	2.498,72				
	Totais		184.290,00	154.044,00	211.810,50	160.591,26				
	R\$/kW		17.082,87	14.279,20	19.633,90	14.886,10	DOLAR MÉDIO	1,95	POTENCIA	10.788,00
SISTEMA INTERLIGADO À REDE INTERNA										
1	PAINÉIS	975	233.025,00	220.836,00	303.649,50	254.368,14	119.500,00	1,59	2,39	2,31
2	INVERSORES (GRID)	12500	237.500,00	142.500,00	237.500,00	154.526,47				
3	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	46.605,00	37.284,00	51.265,50	50.288,89				
4	INSTALAÇÃO	30	7.170,00	5.736,00	7.887,00	7.601,52				
	Totais		524.300,00	406.356,00	600.302,00	593.310,42				
	R\$/kW		17.691,32	13.711,57	20.255,84	20.019,92	DOLAR MÉDIO	1,95	POTENCIA	29.636,00



Tabela 6.3.2: Planilha de custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo III

Item		VALOR UNITÁRIO (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)	VALOR (R\$)			VALOR (US\$)	TX. CÂMBIO (R\$/US\$)		
				MÍNIMO	MÁXIMO	Utilizado (aleatório)		MÍN	MÁX	Utilizado (aleatório)
SISTEMA INTERLIGADO À REDE COM HORÁRIO DE PONTA										
1	PAINÉIS	975	1.453.725	1.061.592	1.459.689	1.137.107	745.500	1,59	2,39	1,78
2	BATERIAS	1100	143.000	114.400	157.300	145.046				
3	CONTROLADORES	1150	4.600	3.680	5.060	4.962				
4	INVERSORES	12500	1.450.000	1.160.000	1.595.000	1.421.729				
5	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	290.745	232.596	319.819	258.079				
6	INSTALAÇÃO	30	44.730	35.784	49.203	41.577				
	TOTAL		3.386.800	2.608.052	3.586.071	3.008.502				
	R\$/kW		18.318	14.106	19.396	16.272	DOLAR MÉDIO	1,95	POTENCIA	184.884,00
SISTEMA ISOLADO										
2	PAINÉIS	975	2.261.025	1.651.128	2.270.301	1.985.894	1.159.500	1,59	2,39	1,78
3	BATERIAS	1100	836.000	668.800	919.600	747.574				
4	CONTROLADORES	1150	21.850	17.480	24.035	19.487				
5	INVERSORES	6790	162.960	130.368	179.256	131.932				
6	QTA	5000	5.000	4.000	5.500	5.441				
7	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	452.205	361.764	497.425	433.546				
8	INSTALAÇÃO	30	69.570	55.656	76.527	64.436				
	TOTAL		3.808.610	2.889.196	3.972.644	3.388.313				
	R\$/kW		13.244	10.047	13.815	11.783	DOLAR MÉDIO	1,95		287.556,00
SISTEMA PONTA										
2	PAINÉIS	975	389.025	284.088	390.621	372.478	199.500	1,59	2,39	1,78
3	BATERIAS	1100	143.000	114.400	157.300	136.796				
4	CONTROLADORES	1150	4.600	3.680	5.060	3.887				
5	INVERSORES	6790	162.960	130.368	179.256	142.265				
7	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	77.805	62.244	85.585	84.575				
8	QTA	5000	5.000	4.000	5.500	4.461				
9	INSTALAÇÃO	30	11.970	9.576	13.167	12.203				
	TOTAL		794.360	608.356	836.489	756.669				
	R\$/kW		16.055	12.295	16.906	15.293	DOLAR MÉDIO	1,95		49.476,00
SISTEMA INTERLIGADO À REDE INTERNA										
2	PAINÉIS	975	1.064.700	777.504	1.069.068	966.091	546.000,00	1,59	2,39	1,78
3	INVERSORES	12500	1.062.500	850.000	1.168.750	945.943				
4	IMPORTAÇÃO/FRETE	195	212.940	170.352	234.234	182.474				
5	INSTALAÇÃO	30	32.760	26.208	36.036	29.608				
	TOTAL		2.372.900	1.824.064	2.508.088	2.124.117				
	R\$/kW		17.524	13.470	18.522	15.686	DOLAR MÉDIO	1,95		135.408,00

As tabelas 6.3.1 e 6.3.2 apresentam os custos de implantação de todos os sistemas dimensionados anteriormente para o Anexo II e III, respectivamente e o valor de quilowatt (kW) instalado. A primeira coluna enumera os itens da segunda coluna. A terceira coluna, (Valor total em reais) foi obtida utilizando-se os preços encontrados atualmente para cada equipamento. Os valores dos

painéis, inversores e controladores de carga foram pesquisados, de forma que os valores mais baratos estão disponíveis em <[www.brasilhobby.com.br](http://www.brasilhobby.com.br)>. Os valores dos painéis e importação e frete foram obtidos segundo Mauro(2008). Para a construção dessa coluna, o valor do dólar considerado foi o da média ocorrida entre Janeiro de 2008 e Junho de 2009, que foi de 1,95. E por último o valor da instalação foi estimado de acordo com os materiais utilizados (suportes e cabos).

A quarta e quinta colunas, respectivamente, apresentam os valores máximos e mínimos dos equipamento, levando em consideração aquela faixa de 80% a 110% no preço dos itens, exceto dos inversores Grid Tie que é de 60% a 100%, como foi explicado anteriormente. A sexta coluna [Utilizado (aleatório)] - em vermelho - é o valor escolhido aleatoriamente através da função “ALEATÓRIOENTRE” (“RANDBETWEEN”) do EXCEL, entre o mínimo e máximo das colunas anteriores que será utilizado para o cálculo do custo de implantação do sistema.

Apenas para os painéis fotovoltaicos, que são importados, foram utilizadas as três últimas colunas, que se referem à taxa de câmbio (R\$/US\$). Também foi utilizado o mesmo método dos preços, escolhendo se aleatoriamente o valor da taxa entre a taxa máxima e mínima. Os valores máximo e mínimo da taxa de câmbio foi calculada com base nos meses de Janeiro de 2008 à Junho de 2009, como apresentado na tabela 6.3.3.

*Tabela 6.3.3: Taxa de câmbio (R\$/US\$)*

jan/08	fev/08	mar/08	abr/08	mai/08	jun/08	jul/08	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08
1,77	1,72	1,7	1,68	1,66	1,61	<b>1,59</b>	1,61	1,8	2,17	2,26	<b>2,39</b>
jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	mai/09	jun/09			<b>Média</b>	<b>Mínima</b>	<b>Máxima</b>	
2,3	2,31	2,31	2,2	2,06	1,95			<b>1,95</b>	<b>1,59</b>	<b>2,39</b>	

Nas penúltimas e últimas linha de cada sistema nas tabelas 6.3.1 e 6.3.2 são apresentados respectivamente o valor atual, mínimo, máximo e utilizado de implementação do sistema correspondente e o valor atual, mínimo, máximo e considerado por kW instalado

A partir das tabelas 6.3.1 e 6.3.2 foi criada uma MACRO no excel que varia os valores das faixas especificadas, de forma a simular 2000 combinações de valores. Em seguida os valores são ordenados em ordem crescente e utilizados para construção dos gráficos 6.3.1 e 6.3.2, correspondentes às tabelas 6.3.1 e 6.3.2 respectivamente. Esses gráficos mostram a variação do



custo da potência máxima instalada (R\$/kW). Os valores variáveis são o valor do dólar e a faixa de variação dos preços dos equipamentos.

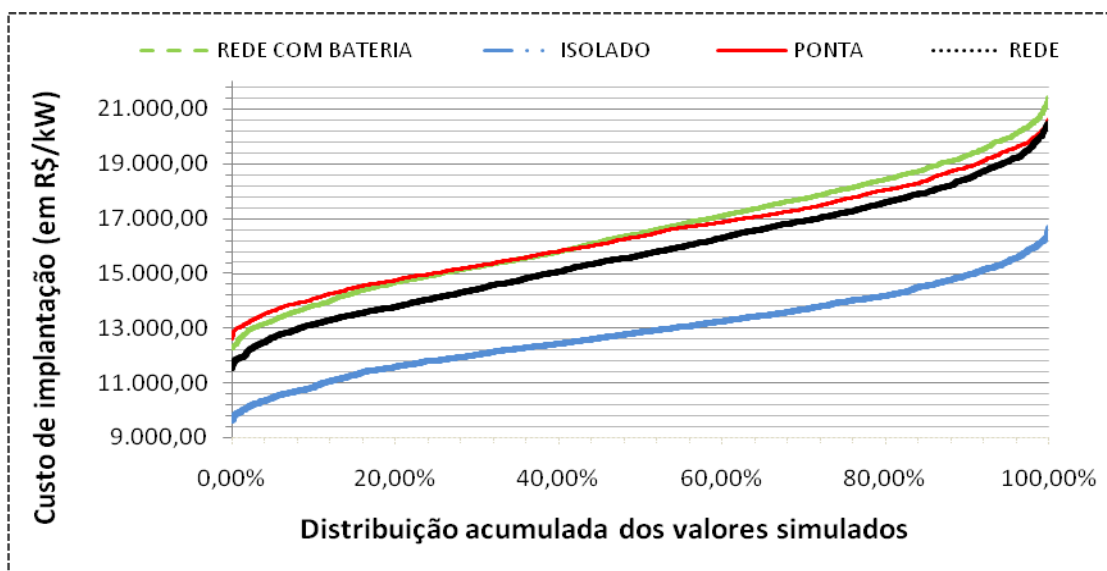


Gráfico 6.3.1 *Custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo II*

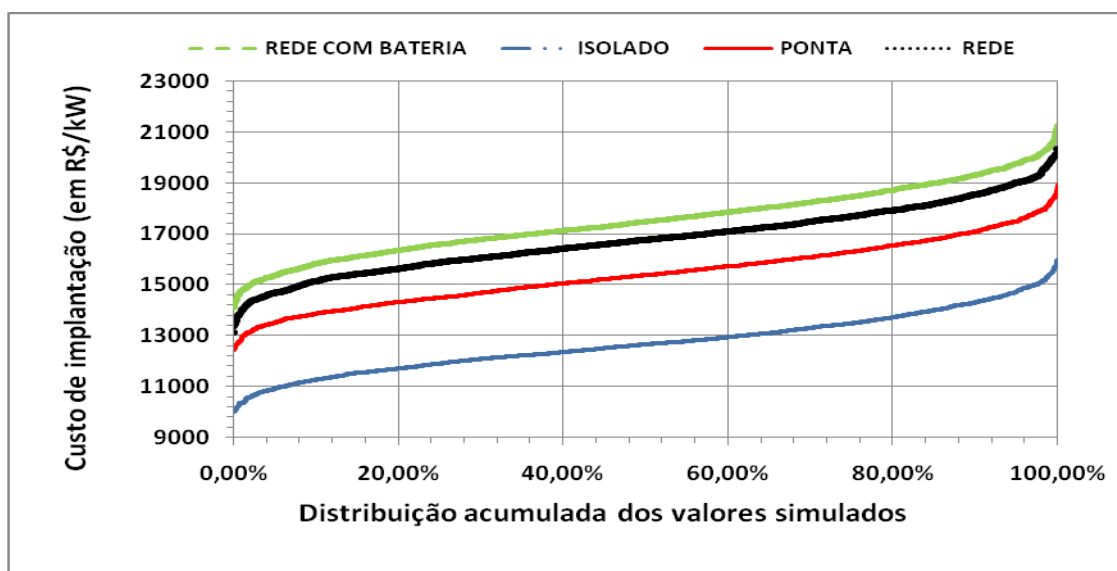


Gráfico 6.3.2 *Custo de implantação dos sistemas fotovoltaicos-Anexo III*

Como podemos observar nos gráficos acima a curva que representa o sistema isolado está bem abaixo das outras curvas. Para o Anexo II as demais curvas estão bem próximas entre si, diferentemente do Anexo III, onde há maior distância entre elas. Essa característica pode parecer um pouco estranha, visto que tem se falado muito que os sistemas interligados à rede são muito mais baratos do que os sistemas que utilizam baterias, justamente por causa do preço das baterias.

O valor das baterias é bastante significativo, visto que no Anexo II, no sistema isolado, ele representa entre 20 e 25% do custo total do sistema, do mesmo modo no Anexo III. Porém os sistemas interligados à rede, com ou sem bateria, utilizam os inversores Grid Tie, que são diferentes dos inversores comuns, utilizados em sistemas isolados, e são muito mais caros. Além disso, a potência a qual o sistema interligado à rede disponibilizará é muito maior do que nos sistemas isolados. E ainda, os inversores Grid Tie utilizados têm potência máxima relativamente baixa (1500W), o que faz com que sejam necessários vários inversores.

Os inversores Grid Tie representam entre 41 e 49% do valor total de instalação do sistema interligado à rede do Anexo II. Para Anexo III essa porcentagem está entre 40 e 48%.

O sistema interligado à rede com baterias se torna de cara implantação porque utiliza baterias e também inversores Grid Tie.

Os sistema de Ponta, apesar de ter a mesma essência do sistema isolado, gera menos energia, mas com a mesma potência de carga. Isso exige que seja utilizada a mesma quantidade de inversores utilizados no sistema isolado, encarecendo o custo (em R\$/kW) de implementação.

Mesmo tendo o menor preço por kW instalado, o sistema isolado é o mais caro de ser implementado, como pode ser visto nas tabelas 6.3.1 e 6.3.2.

Essa avaliação de preço por kW instalada não significa que o sistema com menor preço por kW seja mais vantajoso, pois se trata do preço de implementação e não de energia.

Além do estudo do preço de implementação dos sistemas, foi feito também análise do custo de energia e custo anual equivalente (CAE) de implantação líquido para cada sistema e comparação gráfica entre eles, inclusive considerando os gastos de energia convencional.

Foi elaborada uma planilha no EXCEL, com todos os parâmetros necessários para fazer os cálculos dos custo de energia e do custo anual equivalente. Os parâmetros são:

- Potência nominal de carga [kW]: é a potência nominal da carga a ser suprida pelo sistema de energia. Esse valor é comum à todas alternativas, variando apenas entre o Anexo II e Anexo III;

- Funcionamento diário médio [h/dia]: o número de horas que sistema fica ligado. Esse valor varia tanto no sistema convencional (CEB) tanto nos sistemas fotovoltaicos. No sistema da CEB são utilizados dois valores, 3 horas e 21 horas. Esses valores se referem às horas que o sistema fica ligado no horário de ponta e no horário fora de ponta, respectivamente. Já para os sistemas fotovoltaicos que não utilizam bateria, esse valor é a quantidade de horas de radiação solar plena;
- Energia anual média necessária[kWh/ano]: é a energia anual média que a carga consome. Esse valor varia também para os diferentes horários (ponta ou fora de ponta) e da mesma forma para a quantidade de horas radiação solar;
- Potência nominal de geração[kW]: é a potência nominal que o sistema pode gerar. Varia de sistema para sistema de acordo com a quantidade de painéis instalada;
- Vida útil do sistema: é a vida útil do sistema em anos;
- Taxa de juros[a.a]: é a taxa de juros anual. Essa taxa foi fixada no valor da taxa selic correspondente ao mês de Junho de 2009;
- Período de estudo[ano]: é a quantidade em anos que o estudo será feito;
- FRC de todo o período de estudo: é o fator de recuperação de capital de todo o período estudado;
- Custo de implantação[R\$/kW]: é o custo de implantação por kW instalado. Esse valor varia de sistema para sistema e já foi analisado anteriormente;
- Investimento inicial[R\$]: É a quantidade de dinheiro a ser desembolsada para implementar o sistema;
- Valor presente residual: é o valor econômico que o sistema terá no fim do período de estudo atualizado para o momento presente.Ver equação em seguida;
- Custo de O&M [% do investimento]: é o custo de operação e manutenção do sistema em porcentagem do investimento;
- Custo da tarifa CEB [R\$/kWh]: é a tarifa cobrada pela fonte convencional de energia (CEB);
- CAE total [R\$/(kW.ano)]: valor que será calculado de acordo com equação explicativa, que representa o custo anual equivalente total do sistema;
- Custo da energia [R\$/kWh]: valor que também será calculado com base nos custos e energia produzida;
- Custo total do projeto [R\$]: valor que será calculado com base nos custos anteriores. Esse valor também já foi descrito nas tabelas 6.3.1 e 6.3.2;

O custo anual equivalente de implantação líquido (CAEIL) foi calculado com base na seguinte equação (Mauro, 2008)

$$CAEIL = \frac{(II - VPR) \times FRC}{Pn}$$

Em que:

II é o investimento inicial [R\$];

VPR é o valor presente residual [R\$];

FRC é o fator de recuperação de capital;

Pn é a potência nominal de geração [kW].

O VPR é calculado com a seguinte equação (Mauro, 2008)

$$VPR = II \times \frac{(V_{\text{útil}} - n)}{V_{\text{útil}}} \times \left(1 + \frac{i}{100}\right)^{-n}$$

Em que:

II é o investimento inicial [R\$];

V<sub>útil</sub> é a vida útil da solução [anos];

n é o número de anos do período de estudo.

O valor do FRC é calculado da equação (Mauro, 2008)

$$FRC = \frac{\frac{i}{100}}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n - 1} + i$$

Em que:

i é a taxa de juros anual [% a.a.];

n é o número de anos do período de estudo.

Tabela 6.3.4: Planilha de comparação entre sistemas fotovoltaicos e convencional –Anexo II

Grandeza	CONVENCIONAL			ISOLADO	PONTA			INTERNA SEM BATERIA				INTERNA COM BATERIA			
	F PONTA	PONTA	TOTAL	ISOLADO	SISTEMA (PONTA)	CEB F PONTA	TOTAL	INTERNA F PONTA	CEB PONTA F	CEB PONTA	TOTAL	INTERNA (PONTA)	INTERNA F PONTA	CEB PONTA F	TOTAL
Potência nominal de carga (kW)	9.267	9.267	9.267	9.27	9.27	9.267	9.267	9.267	9.267	9.267	9.267	9.267	9.267	9.267	9.267
Funcionamento diário médio (h/dia)	21	3	24	24.00	3	21	24	7.97	13.03	3	24	3	7.97	13.03	24
Energia anual média necessária (kWh/ano)	50,566.51	10,146.71	60,713.22	60,713.22	10,146.71	50,566.51	60,713.22	92,336.91	-41,770.40	10,146.71	60,713.22	10,146.71	120,115.87	-69,549.36	60,713.22
Fator de capacidade	1.0000	1.0000	1.0000	0.1437	0.8590	1.0000	1.0000	0.3127	1.0000	1.0000	1.0000	0.2292	0.2292	1.0000	1.0000
Potência nominal de geração (kW)	9.27	9.27	9.27	64.48	10.79	9.27	9.27	29.64	9.27	9.27	9.27	40.42	40.42	9.27	9.27
Vida útil do sistema (ano)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Taxa de juros (a.a.)	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%
Período de estudo (ano)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
FRC de todo o período de estudo	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260
Custo de implantação (R\$/kW)	0.00	0.00	0.00	13,763.00	15,969.00	0.00	15,969.00	13,277.00	0.00	0.00	13,277.00	9,728.00	9,728.00	0.00	9,728.00
Investimento inicial (R\$)	0.00	0.00	0.00	887,438.24	172,273.57	0.00	172,273.57	393,477.17	0.00	0.00	393,477.17	393,244.67	393,244.67	0.00	393,244.67
Valor presente residual (R\$)	0.00	0.00	0.00	117,541.22	22,817.64	0.00	22,817.64	52,116.06	0.00	0.00	52,116.06	52,085.27	52,085.27	0.00	52,085.27
CAE de implantação líquido (R\$/(kW.ano))	0.00	0.00	0.00	1,504.08	1,745.17	0.00	1,745.17	1,450.97	0.00	0.00	1,450.97	1,063.12	1,063.12	0.00	1,063.12
Custo de O&M (% do investimento)	0%	0%	0%	5%	6%	0%	6%	5%	0%	0%	5%	5%	5%	0%	5%
Custo de O&M (R\$/(kW.ano))	0.00	0.00	0.00	68.56	106.05	0.00	106.05	66.70	0.00	0.00	66.70	52.81	52.81	0.00	52.81
Custo da tarifa CEB (R\$/kWh)	0.163	0.297	0.00	0.00	0.00	0.163	0.00	0.00	0.163	0.297	0.000	0.00	0.00	0.163	0.0000
CAE de O&M (R\$/(kW.ano))	889.43	325.19	0.00	68.56	106.05	889.43	106.05	66.70	-734.71	325.19	66.70	52.81	52.81	-1,223.32	52.81
CAE total (R\$/(kW.ano))	889.43	325.19	1,214.62	1,572.64	1,851.22	889.43	2,740.65	1,517.67	-734.71	325.19	1,108.16	1,115.93	1,115.93	-1,223.32	1,008.53
Custo da energia (R\$/kWh)	0.1630	0.2970	0.1854	1.6702	1.9682	0.1630	0.4183	0.4871	0.1630	0.2970	0.1691	4.4458	0.3756	0.1630	0.1539
Valor presente de O&M (R\$/kW)	7,060.69	2,581.53	9,642.22	544.23	841.90	7,060.69	7,902.59	529.50	-5,832.47	2,581.53	529.50	419.19	419.19	-9,711.29	419.19
Valor presente total dos custos (R\$/kW)	7,060.69	2,581.53	9,642.22	14,307.23	16,810.90	7,060.69	26,492.59	13,806.50	-5,832.47	2,581.53	42,989.54	10,147.19	10,147.19	-9,711.29	42,854.14
Custo total do projeto (R\$)	65,431.37	23,923.08	89,354.45	922,530.15	181,356.01	65,431.37	245,506.85	409,169.54	-54,049.49	23,923.08	398,384.08	410,190.06	410,190.06	-89,994.53	397,129.32

A tabela 6.3.4 compara todos os sistemas analisados e também o sistema convencional.

Os custos de O&M (Operação e manutenção), são os custos que o sistema terá ao longo de sua vida útil. Os considerados foram a troca das baterias e dos inversores e controladores de carga. Esse valores foram obtidos calculando se a faixa de porcentagem que cada equipamento possui no sistema total e dividia essa porcentagem pela duração, quando for menor do que 30 anos, de cada equipamento. Daí chegou se aos valores das faixas percentuais anuais de cada equipamento. O valor de O&M considerado foi o valor aleatório entre máxima e mínima soma de todos os valores percentuais individuais dos equipamentos.

Os valores em vermelho (itálico) são valores escolhidos aleatoriamente dentre de uma faixa estabelecida. A faixa de valores de funcionamento diário médio foi estabelecida com os valores máximo e mínimo das médias de radiação solar.

A faixa de valores do custo de implantação são as faixas vistas nos gráficos 6.3.1 e 6.3.1. e a faixa de valores da tarifa da CEB são estabelecidas de acordom com as diferentes taxas cobradas nos períodos de SECA e período UMIDO.

Os valores em amarelo se referem ao sistema total, nos casos em que se considera a rede da concessionária. Os dados totais dos sistemas que foram utilizados nas simulações.

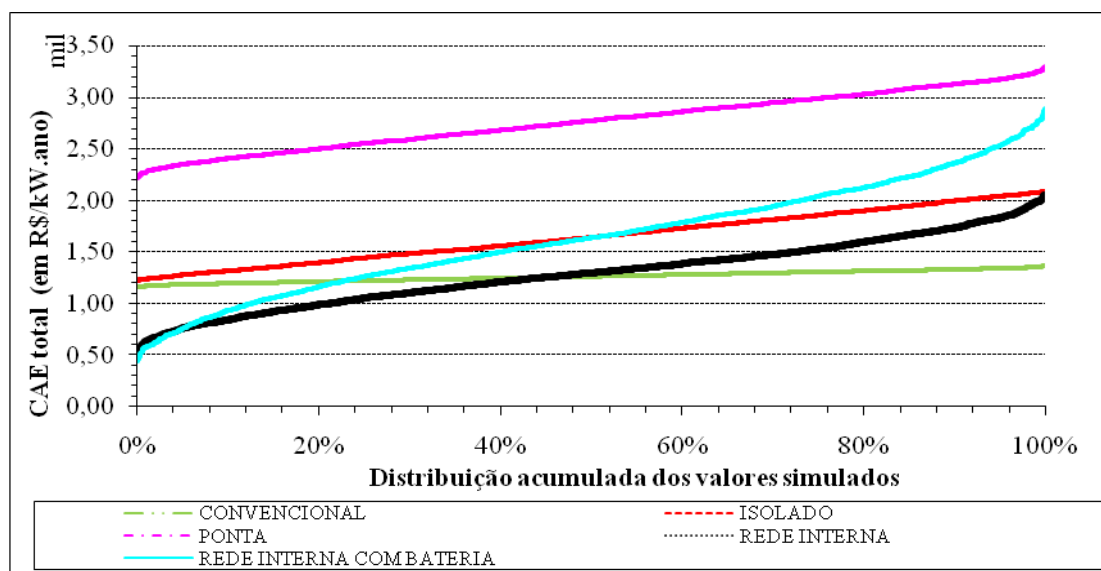


Gráfico 6.3.3: Comparação do CAE de todos os sistemas-Anexo II

Foram feitas 2000 simulações com esses valores aleatórios e gerados os gráfico 6.3.3. e 6.3.4.

O gráfico 6.3.3 mostra que o CAE dos sistemas varia bastante dentro das faixas de variações dadas. Apenas o sistema Ponta que se destaca com valores maiores para toda a distribuição dos valores simulados. Pode ser visto também que os sistemas interligados à rede interna possuem grande variação do CAE ao longo da distribuição acumulada. Esse fator se deve à faixa de variação dos inversores, que foi de 40%, enquanto os outros equipamentos era de 30%.

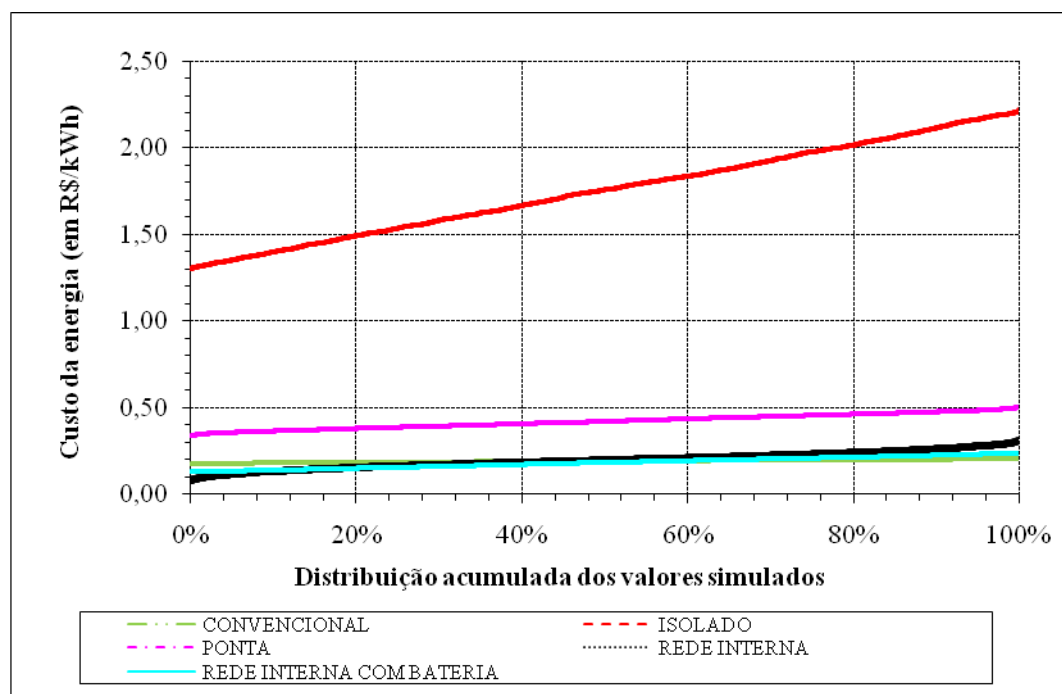


Gráfico 6.3.4: Comparação do custo da energia para todos os sistemas-Anexo II

No gráfico 6.3.4 podemos ver claramente que o custo de energia do sistema isolado é bem acima de todos os outros sistemas, seguida do sistema de ponte. Os demais sistemas possuem comportamento semelhantes e próximos. Como pode ser visto a energia convencional tem um aumento muito pequeno. Isso se deve ao fato da variação da tarifa da CEB em relação aos períodos de SECA e UMIDO não ser tão significativa. Desse gráfico podemos ver que o sistema interligado à rede interna é o que se parece mais vantajoso até aproximadamente 50% da distribuição dos valores simulados. Após os 50% a fonte convencional se torna mais vantajosa.

A tabela 6.3.5 apresenta a comparação entre os sistemas fotovoltaicos para o Anexo III.

Tabela 6.3.5: Planilha de comparação entre sistemas fotovoltaicos e convencional –Anexo III

Grandeza	CONVENCIONAL			ISOLADO	PONTA			INTERNA SEM BATERIA				INTERNA COM BATERIA			
	F PONTA	PONTA	TOTAL	ISOLADO	SISTEMA (PONTA)	CEB F PONTA	TOTAL	INTERNA F PONTA	CEB F PONTA	CEB PONTA	TOTAL	INTERNA (PONTA)	INTERNA F PONTA	CEB F PONTA	TOTAL
Potência nominal de carga (kW)	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416	42.416
Funcionamento diário médio (h/dia)	21	3	24	24.00	3	21	24	5.37	15.63	3	24	3	5.37	15.63	24
Energia anual média necessária (kWh/ano)	223,940.64	46,445.52	270,386.16	270,386.16	46,445.52	223,940.64	270,386.16	265,406.45	41,465.81	46,445.52	270,386.16	46,445.52	315,936.36	-91,995.72	270,386.16
Fator de capacidade	1.0000	1.0000	1.0000	0.1475	0.8573	1.0000	1.0000	0.3132	1.0000	1.0000	1.0000	0.2294	0.2294	1.0000	1.0000
Potência nominal de geração (kW)	42.42	42.42	42.42	287.56	49.48	42.42	42.42	135.41	42.42	42.42	42.42	184.88	184.88	42.42	42.42
Vida útil do sistema (ano)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Taxa de juros (a.a.)	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%	9.26%
Período de estudo (ano)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
FRC de todo o período de estudo	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260	0.1260
Custo de restauração do CPC (US\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Custo de implantação (R\$/kW)	0.00	0.00	0.00	11,903.00	16,554.00	0.00	16,554.00	17,702.00	0.00	0.00	17,702.00	13,677.00	13,677.00	0.00	13,677.00
Investimento inicial (R\$)	0.00	0.00	0.00	3,422,771.26	819,025.70	0.00	819,025.70	2,396,992.42	0.00	0.00	2,396,992.42	2,528,658.48	2,528,658.48	0.00	2,528,658.48
Valor presente residual (R\$)	0.00	0.00	0.00	453,346.16	108,479.98	0.00	108,479.98	317,481.72	0.00	0.00	317,481.72	334,920.89	334,920.89	0.00	334,920.89
CAE de implantação líquido (R\$/(kW.ano))	0.00	0.00	0.00	1,300.81	1,809.10	0.00	1,809.10	1,934.56	0.00	0.00	1,934.56	1,494.69	1,494.69	0.00	1,494.69
Custo de O&M (% do investimento)	0%	0%	0%	5%	6%	0%	6%	4%	0%	0%	4%	6%	6%	0%	6%
Custo de O&M (R\$/(kW.ano))	0.00	0.00	0.00	60.51	102.34	0.00	102.34	85.82	0.00	0.00	85.82	82.76	82.76	0.00	82.76
Custo da tarifa CEB (R\$/kWh)	0.178	0.267	0.00	0.00	0.00	0.178	0.00	0.00	0.178	0.267	0.000	0.00	0.00	0.178	0.0000
CAE de O&M (R\$/(kW.ano))	939.77	292.37	0.00	60.51	102.34	939.77	102.34	85.82	-174.01	292.37	85.82	82.76	82.76	-386.06	82.76
CAE total (R\$/(kW.ano))	939.77	292.37	1,232.14	1,361.33	1,911.44	939.77	2,851.21	2,020.37	-174.01	292.37	2,138.73	1,577.45	1,577.45	-386.06	2,768.83
Custo da energia (R\$/kWh)	0.1780	0.2670	0.1933	1.4478	2.0362	0.1780	0.4473	1.0308	0.1780	0.2670	0.3355	6.2793	0.9231	0.1780	0.4344
Valor presente de O&M (R\$/kW)	7,460.34	2,320.92	9,781.26	480.39	812.43	7,460.34	8,272.77	681.25	-1,381.39	2,320.92	681.25	656.99	656.99	-3,064.74	656.99
Valor presente total dos custos (R\$/kW)	7,460.34	2,320.92	9,781.26	12,383.39	17,366.43	7,460.34	27,582.12	18,383.25	-1,381.39	2,320.92	57,192.77	14,333.99	14,333.99	-3,064.74	60,272.67
Custo total do projeto (R\$)	316,437.77	98,444.28	414,882.05	3,560,908.92	859,221.28	316,437.77	1,169,923.32	2,489,239.52	-	98,444.28	2,425,888.45	2,650,125.73	2,650,125.73	-	2,556,525.44



Do mesmo modo que foi feito para o Anexo II, foram feitas 2000 simulações e gerados os gráficos 6.3.5 e 6.3.6, que apresentam os valores dos CAE's e dos custos de energias de todos os sistemas e os comparam.

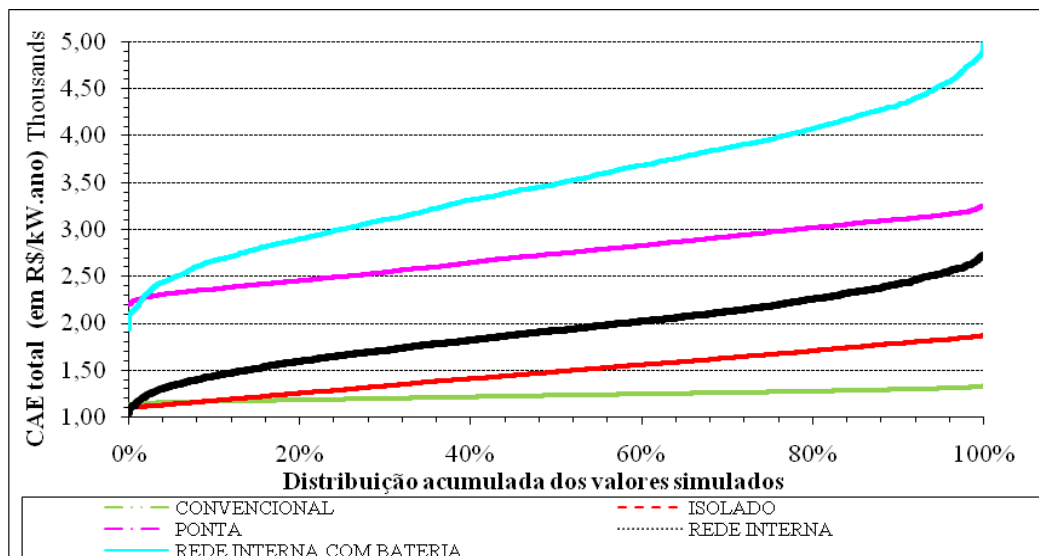


Gráfico 6.3.5: Comparação do CAE de todos os sistemas-Anexo II

Analisando esse gráfico pode-se observar que houve mudança relação ao Anexo II, em que o sistema de ponta ficava sempre acima dos demais. Aqui o sistema ligado à rede interna com baterias é que supera os demais para praticamente toda a distribuição acumulada de valores simulados. Além disso, para o Anexo III as curvas não se cruzam, diferentemente do Anexo II.

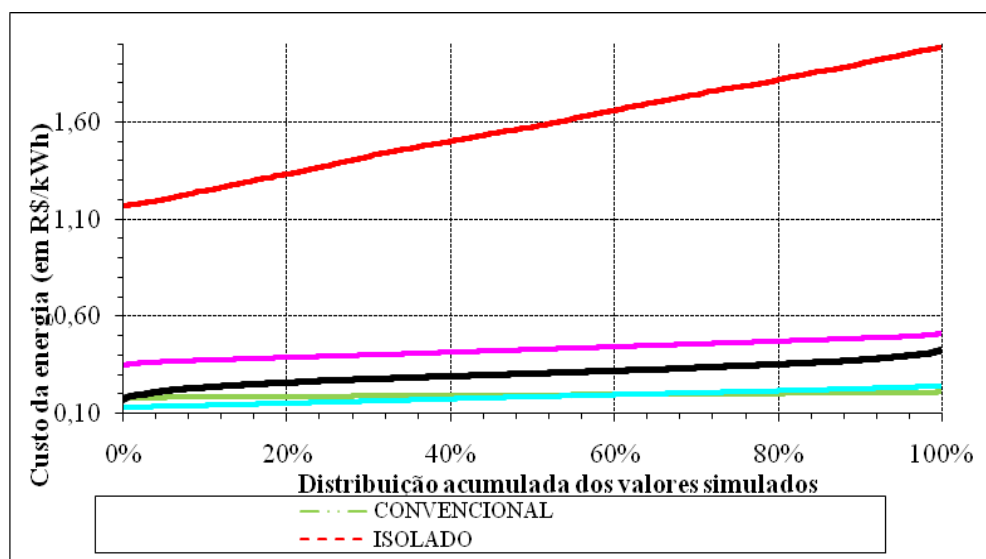


Gráfico 6.3.6: Comparação do custo de energia de todos os sistemas-Anexo III

Esse gráfico ficou muito semelhante ao gráfico de comparação do custo de energia do Anexo II como era de se esperar. Isso ocorre pelo comportamento dos sistemas serem iguais. Mais uma vez o sistema isolado possui valores bem acima dos outros sistemas e os sistemas interligados à rede cruzando a curva dos sistema convencional. A diferença no Anexo III é que o sistema interligado à rede interna com baterias se mostrou mais vantajoso do que o sistema interligado à rede. Isso se deve justamente pela porcentagem das cargas de iluminação nos corredores ser muito maior no Anexo III. Isso faz com que a energia economizada no horário de pico torne esse sistema mais vantajoso.

#### 6.4 RETORNO DO INVESTIMENTO

O período simples de retorno (PSR) mede o prazo necessário para recuperar o investimento realizado, resultando da relação entre o investimento inicial em eficiência energética e as economias de energia obtidas a cada ano é dada por (Júnior,2005):

$$PSR = \frac{II}{EA}$$

PSR é o período simples de retorno[ano];

II é o investimento inicial [R\$];

EA é a economia por ano [R\$].

Esse cálculo é de fácil utilização, mas não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, ou seja, o custo de capital. Por isso utiliza-se uma outra figura de mérito econômico que é o período de retorno descontado (PRD), que considera o valor do custo de capital, que é a taxa de desconto e o tempo de vida do investimento realizado. Assim, calcula se o período de tempo em que o investimento será recuperado, utilizando se a equação (Júnior, 2005):

$$PRD = n \times FRC(d, n) \times PSR = II \text{ (em anos)}$$

Em que:

n é a vida útil do sistema;

FRC é o fator de recuperação do capital;

PRS é o período de retorno simples.

O tempo de retorno de investimento de cada um dos sistemas dos dois anexos são mostrados na tabela 6.4.1.

*Tabela 6.4.1 – Tempo de retorno do investimento para todos os sistemas dos Anexos II e III.*

ANEXO II	II(R\$)	II min(R\$)	EA(R\$)	N	FRC	PRS	PRS min	PRD	PRD min	% VP	II necessario (R\$)
ISOLADO	862.490	680.000	10.875	15	0.126	79.3	62.5	149.8	118.1	10%	86.249
PONTA	184.290	149.000	2.651	15	0.126	69.5	56.2	131.3	106.2	11%	202.71.9
REDE	524.300	392.000	12.240	15	0.126	42.8	32.0	80.9	60.5	18%	94.374
REDE + PONTA	750.350	556.000	13.248	15	0.126	56.6	41.9	107.0	79.3	14%	105.049
ANEXO III	II	II min	EA	N	FRC	PRS	PRS min	PRD	PRD min	% VP	II necessario
ISOLADO	3.808.610	2.700.000	48.552	15	0.126	78.4	55.6	148.2	105.1	10%	380.862
PONTA	794.360	589.000	12.132	15	0.126	65.4	48.5	123.7	91.7	12%	953.23.2
REDE	2.372.900	1.750.000	56.355	15	0.126	42.1	31.0	79.5	58.6	18%	427.122
REDE + PONTA	3.386.800	2.600.000	60.924	15	0.126	55.5	42.6	105.0	80.6	14%	474.152

A coluna II contém os valores de implantação considerando os valores atuais. Para esses valores é obtida o prazo de retorno simples e o prazo de retorno descontado. Nota se que todos os sistemas possuem tempo de retorno descontado, que leva em conta o valor do dinheiro no tempo, são muito superiores à vida útil do sistema. A coluna II possui o investimento inicial considerando os valores mais baixos dentro da faixa de variação proposta anteriormente. O tempo de retorno correspondente a esses valores estão na coluna PRD min. Nota se que mesmo com o valor mínimo de implantação, o tempo de retorno é de 4 vezes a vida útil do sistema no melhor sistema, que é o sistema isolado.

A coluna %VP, indica a porcentagem do valor atual de investimento que deveria ser feito para que o tempo de retorno fosse de 15 anos. Para o melhor caso, que é o sistema interligado à rede, o preço dos equipamentos deveriam ser 5 vezes menor.

## 7. CONCLUSÕES

Como foi já foi mencionado, os sistemas fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais atrativos, principalmente em regiões isoladas, devido a sua fácil implantação, a queda dos custos, melhores formas de se aproveitar a energia produzida por eles e principalmente pelo empenho de todos que contribuem para a utilização dessa tecnologia.

Como foi apresentado no capítulo anterior, os custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos ainda são muito grandes, principalmente quando se usa armazenamento de energia em baterias. Mas esses sistemas possuem baixos custos de manutenção, o que vem tornando essa tecnologia uma boa alternativa para locais que não possuem acesso à rede convencional de energia.

Em relação à área ocupada pelos painéis, a máxima área necessária é para o sistema isolado, sendo de 484m<sup>2</sup> para o Anexo II e 2154m<sup>2</sup> para o Anexo III, bem inferiores às áreas disponíveis, que são de 6.282m<sup>2</sup> e 4.452m<sup>2</sup>, respectivamente. Com isso a área necessária para locação dos painéis não é obstáculo.

Com os resultados obtidos, percebe se que o sistema isolado, mesmo tendo o preço por kW instalado menor, necessita de grande investimento inicial e possui custo de energia muito elevado, da ordem de 10 vezes o custo da energia convencional. Além disso, utilizam muitas baterias que tem baixa durabilidade.

O sistema de ponta, mesmo utilizando baterias já se torna mais atrativo, pois tem um custo de implantação muito mais baixo, o valor da energia é de aproximadamente duas vezes o da energia comum, é utilizado para economizar energia nos momentos mais caros e utiliza uma quantidade bem menor de baterias.

O sistema interligado à rede interna com baterias é o que se mostrou mais competitivo, quando analisado o custo de energia, sendo que a energia produzida por ele chega a ser mais barata do que o sistema convencional em alguns momentos da distribuição acumulada das simulações, por economizar energia nos momentos mais caros. O inconveniente desse sistema para o local em que se deseja implementar o sistema é o uso das baterias, pois o armazenamento de energia não é fundamental para esse caso.

Finalmente o sistema interligado à rede interna parece ser o mais vantajoso para o trabalho em questão, pois possui custo de energia praticamente igual ao custo da energia do sistema convencional, também menor em alguns momentos da distribuição acumulada de simulações e não utiliza baterias. O inconveniente desse sistema é que não reduz, ou reduz muito pouco, dependendo da época do ano, o consumo no horário de ponta, devido à radiação solar ser muito baixa nesse horário.

Com base na análise no tempo de retorno de investimento, nenhum dos sistemas seria viável, pois todos os sistemas tem tempo de retorno de investimento maior do que a vida útil dos sistemas.

O melhor sistema é o sistema interligado à rede interna, pois possui o menor tempo de retorno, que é de 60,52 anos para o Anexo II e 58,69 anos para o Anexo III.

O sistema interligado à rede interna, além de possuir menor tempo de retorno, também conta com a não poluição através das baterias, que são descartadas a cada cinco anos, por isso é o sistema menos agressivo ao meio ambiente. Mesmo não sendo vantajoso economicamente, a implantação de sistemas fotovoltaicos demonstra a preocupação em se utilizar fontes de energias renováveis e incentiva novas instalações, o que faz com que o preço dos equipamentos reduzam ainda mais.

No momento da implantação do sistema fotovoltaica sugere se realizar novas buscas de equipamentos, pois equipamentos mais potentes e mais baratos são colocados no mercado constantemente. Com a redução dos preços dos equipamentos e o aumento do preço da energia convencional, o tempo de retorno do investimento é cada vez menor.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). (2005). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2ª Edição. ANEEL, Brasília.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) : Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2003. Online. Disponível em <[www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/energia\\_hidraulica/4\\_5.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/energia_hidraulica/4_5.htm)> Capturado em 02/07/2009

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL: Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados\\_Pre\\_BEN\\_2009.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2009.pdf)>

BATERIAS MOURA. Disponível em: [www.moura.com.br](http://www.moura.com.br)

BRASIL HOBBY. Disponível em [www.brasilhobby.com.br](http://www.brasilhobby.com.br)

BRITO, Miguel Centeno: *Meio Século De História Fotovoltaica*

CEB – Companhia energética de Brasília: Disponível em: <[www.ceb.com.br](http://www.ceb.com.br)>

Congresso Internacional de Energia Renovável - *Energia Solar Fotovoltaica, Estágio Atual e Perspectivas*.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito: *Energia Solar: Princípios e aplicações*

DW-WORLD.DE DEUTSCHE WELLE: Maior uso de energias renováveis implicará mudança estrutural no setor energético. 25/04/2009. Online. Disponível em <<http://www.dw-world.de/dw/article/0,,4206162,00.html>>. Capturado em 03/07/2009

GTES – GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR: *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Photovoltaic Power Systems Programme*. Disponível em: < [www.iea-pvps.org/](http://www.iea-pvps.org/)>

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: IEA – *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS*. Disponível em: < [www.iea-pvps.org/](http://www.iea-pvps.org/)>

INOVAÇÃO TECNOLÓGICA. Fontes renováveis de energia impulsionam economia e geram empregos. Disponível em [www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/artigo=fontes-renovaveis-energia-impulsionam-economia-geram-empregos](http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/artigo=fontes-renovaveis-energia-impulsionam-economia-geram-empregos). Capturado em 02/07/2009.

INOVAÇÃO TECNOLÓGICA. O que é necessário para que o Brasil brilhe na energia solar?. 01/07/2009. Online. Disponível em [www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/artigo=o-necessario-brasil-brilhe-energia-solar](http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/artigo=o-necessario-brasil-brilhe-energia-solar). Capturado em 02/07/2009.

JÚNIOR, Orlando Lisita. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede : Estudo de caso – 3kWp instalados no estacionamento do IEE-USP*. 2005. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2004.

LEVA, F.F.; SALERNO, C.H.; CAMACHO, J.R.; GUIMARÃES, S.C.: *Modelo De Um Projeto De Um Sistema Fotovoltaico*

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: *Balanço Energético Nacional 2008, ano base 2007*. Disponível em < <https://ben.epe.gov.br/>>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: *Mercado de energia elétrica 2006 – 20015*, 2006

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO TUTORIAL: *Tutorial de célula solar*. Niterói, 2008

SEVERINO, Mauro Moura: *Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia*, 2008. Tese de doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M.A.G.; CAMARGO, I.M.T.: *Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais*. Brasília, 2006

SHAYANI, R. A.: *Medição Do Rendimento Global De Um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos De 32 Célula*, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

FF WORKS: Como funcionam as células solares. Online. Disponível em <<http://ambiente.hsw.uol.com.br/celulas-solares2.htm>>. Capturado em 03/07/2009

UNI-SOLAR – United Solar Ovonic. Disponível em: <[www.unisolar.com](http://www.unisolar.com)>.

VALLÊRA, A.M.; BRITO, M.C.: *Gazeta de Física: Meio século de História Fotovoltaica*.  
Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2006