

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NO AEROPORTO INTERNACIONAL DE BELÉM**

FRANCIANE ANDREZA VELOSO DOS SANTOS GONÇALVES

DM: 20 / 2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
BELÉM – PARÁ – BRASIL
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NO AEROPORTO INTERNACIONAL DE BELÉM**

FRANCIANE ANDREZA VELOSO DOS SANTOS GONÇALVES

DM: 20 / 2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
BELÉM – PARÁ – BRASIL
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCIANE ANDREZA VELOSO DOS SANTOS GONÇALVES

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NO AEROPORTO INTERNACIONAL DE BELÉM**

DM: 20 / 2013

**Dissertação de Mestrado submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da
Universidade Federal do Pará, para a obtenção do
grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de
Sistemas de Energia Elétrica.**

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
BELÉM – PARÁ – BRASIL
2013

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Gonçalves, Franciane Andreza Veloso dos Santos,
1981-

Avaliação técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos no aeroporto internacional de belém / Franciane Andreza Veloso dos Santos Gonçalves. - 2013.

Orientador: João Tavares Pinho;

Coorientador: Wilson Negrão Macêdo.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2013.

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica - aspectos econômicos. 3. Energia - fontes alternativas. I. Título.

CDD 22. ed. 621.47

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO TÉCNICA EXPERIMENTAL E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO AEROPORTO INTERNACIONAL DE
BELÉM**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA DO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA DO INSTITUTO DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DO PARÁ, COMO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.**

APROVADA EM: 24/07/2013

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr.-Ing. João Tavares Pinho (PPGEE/UFPA)
Orientador

Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo (PPGEE/UFPA)
Coorientador

Prof. Dr. Walter Barra Junior (PPGEE/UFPA)
Membro

Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo (FEE/UFPA)
Membro

Prof. Dr. Alaán Ubaiara Brito (UNIFAP)
Membro

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes (FEE/UFPA)
Coordenador do PPGEE

A DEUS E AOS MEUS AMADOS PAIS,

FERNANDO E MARIE FRAN DOS

SANTOS

AGRADECIMENTOS

Aos meus amados pais, Fernando e Marie Fran dos Santos, por todo amor, dedicação, confiança e ensinamentos transmitidos. Por terem sempre me guiado de forma íntegra, acreditando em mim e priorizando a minha educação. Por serem meu alicerce, e fonte maior de inspiração e motivação. Sem eles esse momento não seria possível.

Aos meus irmãos, Franklin e Fernando Junior, por sempre estarem presentes me apoiando e aconselhando em todos os momentos da minha vida, sendo minha fonte de energia e inspiração.

Ao meu marido, João Flávio, por todo amor, paciência, apoio e incentivo dado para que eu concluísse mais essa etapa na minha vida.

Às minhas cunhadas, Izabelle e Alessandra, e aos meus sobrinhos Maria Teresa, Alana e Felipe, por todo apoio e carinho, comprovando que família é a base do sucesso.

Ao meu orientador, Professor João Tavares Pinho, por sua orientação, ensinamentos transmitidos, apoio e paciência na construção deste trabalho.

Em especial aos amigos Marcos Galhardo, Renato Cavalcante, Fillipe Vasconcelos, Wilson Negrão e Max Seabra, pelo apoio, carinho, paciência e inestimáveis contribuições a este trabalho.

Às minhas amigas Heliana Aguilar, Ivanize Silva, Liliana Jácomo e Rosiléa Costa, por todo carinho, parceria, compreensão, paciência, apoio, motivação e torcida para o término desse trabalho.

A todos os colegas do GEDAE, pela convivência, apoio e que de alguma maneira contribuíram para a realização desse trabalho.

À INFRAERO, pelo interesse, apoio e contribuição para que este trabalho fosse realizado.

A todos os membros da banca examinadora, por terem aceitado participar e contribuir com este trabalho.

A todas as pessoas que de alguma forma contribuíram e me transmitiram conhecimento para a realização deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma avaliação técnica e econômica para a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) para a eletrificação do Aeroporto Internacional Val-de-Cans, localizado na cidade de Belém – Pará - Brasil. Trata-se de da avaliação de implantação de um projeto piloto na Região Norte, onde estuda-se a implantação de um SFCR na cobertura do Terminal Aeroportuário, em uma área de aproximadamente 16.000 m². A avaliação técnica foi realizada com auxílio dos dados meteorológicos e do consumo de energia elétrica referentes ao período de 2011 a 2012, da elaboração de duas opções de projeto de SFCR, sendo a primeira proposta com 191 subsistemas utilizando módulos de silício policristalinos, totalizando uma potência nominal de 2,3 MWp (nas condições padrões) e a segunda proposta com 82 subsistemas utilizando módulos de silício amorfo, totalizando uma potência nominal de 1,04 MWp (nas condições padrões). Na avaliação técnica utilizou-se também um *software* para simular o desempenho dos sistemas propostos durante um ano, destacando-se a avaliação de perfis de irradiância para um dia ensolarado e outro nublado. A avaliação econômica baseou-se nos projetos elaborados, sendo decisiva na escolha do sistema fotovoltaico mais indicado para a implantação, pois a proposta 1 possui um investimento inicial de R\$ 14.970.089,48, estimando-se a redução da energia consumida da concessionária pelo terminal aeroportuário em no máximo 34%, referente ao mês com maior irradiação solar, e em 24% no mês com menor irradiação solar. A proposta 1 se pagará, sem o auxílio de outras fontes contribuintes, em aproximadamente 21 anos. Já a proposta 2 possui um custo de investimento inicial de R\$ 10.067.826,13, reduzindo a energia consumida da concessionária pelo terminal aeroportuário em no máximo 15% no mês de maior irradiação solar, e em 11% no mês de menor irradiação solar, contudo, essa proposta não se pagará sem o auxílio de outras fontes contribuintes. Como resultado, pretende-se demonstrar o percentual de redução do consumo de energia elétrica fornecida pela concessionária, além de divulgar esta alternativa energética promissora e contribuir para a preservação do meio ambiente.

Palavras chaves: energia renovável, energia solar fotovoltaica, sistema fotovoltaico conectado à rede, aeroportos solares.

ABSTRACT

This work presents a technical and economic evaluation for the installation of a grid-connected photovoltaic system for the electrification of the International Airport Val-de-Cans, located in Belém - Pará - Brazil. This is a pilot project in the Northern Region of Brazil to be deployed on the roof of the Airport Terminal, in an area of approximately 16.000 m². The technical evaluation was performed with the aid of meteorological data and that of electrical energy consumption for the period from 2011 to 2012, the design of two options of grid-connected photovoltaic systems (GCPS), the first proposal with 191 subsystems using polycrystalline silicon modules that will generate maximum power of 2.3 MWp in standard conditions, the second proposal with 82 subsystems using amorphous silicon modules that will generate a power maximum of 1.04 MWp in standard conditions. A software is used to simulate the performance of these proposed systems, showing the irradiance and active power profiles for a sunny day and cloudy day. The economic evaluation was based on the designed systems, being decisive for choosing the most suitable photovoltaic system for deployment given that the proposal 1 has an initial investment of R\$ 14.970.089,48, reducing the energy consumed in the airport terminal in a maximum of 34% in the month that has the sunniest days, and 24% in the month that has the cloudiest days. This proposal will be payed for itself, in approximately 21 years, without any other contribution sources. Proposal 2 already has an initial investment cost of R\$ 10.067.826,13, reducing the energy consumed in the airport terminal in a maximum of 15% in the month that has the sunniest days, and 11% in the month that has the cloudiest days. This proposal won't be payed for itself, without any other contributing sources. As a result, it is intended to reduce the consumption of energy provided by the electricity utility, to disclose this promising energy alternative and help preserve the environment.

Keywords: renewable energy, solar photovoltaic energy, grid-connected photovoltaic system, solar airports.

SUMÁRIO

Resumo	ix
Abstract	x
Sumário.	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xix
Introdução	1
Capítulo 1 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	3
1.1 – Conceitos Básicos	3
1.1.1 – Radiação Solar	3
1.1.2 – Efeito Fotovoltaico	6
1.1.3 – Células Fotovoltaicas	7
1.1.4 – Módulos Fotovoltaicos	8
1.1.5 – Inversores de Tensão/Corrente	10
1.1.6 – Gerador Fotovoltaico	11
1.1.7 – Rede Elétrica	12
1.2 – Conexão à Rede	12
1.2.1 – Sistemas de Grande Porte	14
1.2.2 – Sistemas de Pequeno Porte	15
1.3 – Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	17
1.4 – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Mundo	18
1.5 – Aeroportos Solares	23

Capítulo 2 – PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA O AEROPORTO INTERNACIONAL DE BELÉM-PA	31
2.1 – Escolha do Local	31
2.2 – Escolha dos Módulos Fotovoltaicos	34
2.3 – Escolha do Inversor	38
2.4 – Propostas de Projetos	40
2.4.1 – Metodologia de Cálculo	40
2.4.1.1 – Gráfico de eficiência de conversão do inversor	40
2.4.1.2 – Determinação da potência do gerador fotovoltaico a ser conectado ao inversor	41
2.4.1.3 – Determinação do número de módulos e sua configuração	42
2.4.1.4 – Determinação da potência do subsistema do gerador fotovoltaico	43
2.4.1.5 – Determinação da quantidade de subsistemas e da potência máxima do gerador	43
2.4.2 – Proposta 1	43
2.4.3 – Proposta 2	48
2.4.4 – Resumo das propostas	53
2.5 – Tipos de Ligações	53
2.6 – Sistemas Auxiliares de Proteção e Medição	57
2.6.1 – Sinalização	59
2.6.2 – Aterramento	61
2.6.3 – Medição	63

Capítulo 3 – ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE PROJETO PARA O	65
AEROPORTO DE BELÉM	
3.1 – Desempenho Elétrico	65
3.1.1 – Desempenho Elétrico para as Propostas de SFCRs	66
3.2 – Comparação dos Desempenhos Elétricos dos Sistemas Propostos	72
3.3 – Avaliação Econômica	75
3.3.1 – Introdução	75
3.3.2 – Metodologia de cálculo da avaliação econômica das propostas de SFCRs	75
3.3.2.1 – Custo Inicial de Investimento	75
3.3.2.1.1 – Diagrama de fluxo de caixa	77
3.3.2.1.2 – Valor temporal do dinheiro	77
3.3.2.2 – Cálculo do Valor Presente Líquido	79
3.3.2.3 – Cálculo do Tempo de Retorno do Investimento (<i>Payback time</i>)	80
3.3.3 – Avaliação econômica da Proposta 1	80
3.3.3.1 – Custo Inicial	80
3.3.3.1.1 – Diagrama de fluxo de caixa	81
3.3.3.1.2 – Valor temporal do dinheiro	81
3.3.3.2 – Cálculo do Valor Presente Líquido	81
3.3.3.3 – Cálculo do Tempo de Retorno do Investimento (<i>Payback time</i>)	82
3.3.4 – Avaliação econômica da Proposta 2	83
3.3.4.1 – Custo Inicial	83
3.3.4.1.1 – Diagrama de fluxo de caixa	83

3.3.4.1.2 – Valor temporal do dinheiro	84
3.3.4.2 – Cálculo do Valor Presente Líquido	84
3.3.4.3 – Cálculo do Tempo de Retorno do Investimento (<i>Payback time</i>)	85
3.4 – Considerações Finais	86
CONCLUSÕES	87
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
TRABALHOS PUBLICADOS	92
ANEXO 1– Tabela PBE/Inmetro: Módulos Fotovoltaicos	93
ANEXO 2 – Datasheet modulo AVP72M	95
ANEXO 3 – Datasheet módulo PVL-144	97

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1	Pág.
Figura 1.1 – Distribuição espectral da radiação solar e faixas de absorção das moléculas de ar na atmosfera terrestre.	3
Figura 1.2 – Componentes da radiação solar na atmosfera	4
Figura 1.3 – Piranômetro	5
Figura 1.4 – Piroheliômetro de incidência normal	5
Figura 1.5 – Célula de referência e instrumento de medição de radiação	6
Figura 1.6 – Conversão fotovoltaica em uma célula	7
Figura 1.7 – Células de silício amorfo, monocristalino e policristalino	8
Figura 1.8 – Módulo fotovoltaico	9
Figura 1.9 – Modelos de inversores comercialmente disponíveis no mercado	10
Figura 1.10 – Gerador fotovoltaico do Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência Energética do GEDAE	11
Figura 1.11 – Inversores de SFRCs instalados no laboratório do GEDAE	13
Figura 1.12 – Configurações de SFRC centralizados com um ou vários inversores	14
Figura 1.13 – Foto do parque fotovoltaico de Ohotnikovo (Ucrânia)	15
Figura 1.14 – Esquema de uma casa com instalação FV conectada à rede elétrica	16
Figura 1.15 – Foto do projeto solar de Água Caliente (EUA)	18
Figura 1.16 – Foto do parque solar de Charanka de Sarnia (Índia)	19
Figura 1.17 – Foto do <i>Golmud PV power plant</i> (China)	20
Figura 1.18 – Foto do parque fotovoltaico de Meuro (Alemanha)	20
Figura 1.19 – Foto do parque fotovoltaico de <i>Mesquite Solar I</i> (EUA)	21
Figura 1.20 – Vista aérea do aeroporto de Sacramento – CA (EUA)	24
Figura 1.21 – Vista aérea do aeroporto de Bob Hope – CA (EUA)	24
Figura 1.22 – Vista aérea do aeroporto de Saarbruecken (Alemanha)	25
Figura 1.23 – Vista do SFRC instalado na cobertura do aeroporto internacional de Munique (Alemanha)	25
Figura 1.24 – Aeroporto internacional de Atenas (Grécia)	26
Figura 1.25 – Projeto do novo aeroporto de Lisboa (Portugal)	26

Figura 1.26 – Projeto do novo aeroporto internacional de Florianópolis (Brasil)	27
Figura 1.27 – Aeroporto Campo de Marte (Brasil)	27
CAPÍTULO 2	
Figura 2.1 – Localização do aeroporto internacional de Belém - PA	32
Figura 2.2 – Vista do aeroporto internacional de Belém - PA	32
Figura 2.3 – Vista da cobertura do terminal aeroportuário de Belém	33
Figura 2.4 – Cobertura do terminal aeroportuário de Belém	33
Figura 2.5 – Módulo AVP72M	34
Figura 2.6 – Curvas características do módulo AVP72M em função da temperatura	35
Figura 2.7 – Curvas características do módulo AVP72M em função da irradiância	36
Figura 2.8 – Módulo PVL-144	36
Figura 2.9 – Curvas características do módulo PVL-144 em função da irradiância	37
Figura 2.10 – Inversor SMC 11000TLRP-10	38
Figura 2.11 – Curvas de eficiência do inversor SMC 11000TLRP-10	39
Figura 2.12 – Interface do programa utilizado para dimensionamento do FDI e visualização da eficiência do inversor	41
Figura 2.13 – Eficiência média anual do inversor em função do FDI para a proposta 1	44
Figura 2.14 – Produtividade anual do SFCR em função do FDI para a proposta 1	44
Figura 2.15 – Simulação de instalação dos subsistemas na cobertura do terminal aeroportuário para a proposta 1	46
Figura 2.16 – Diagrama unifilar de um dos 191 subsistemas da proposta 1	47
Figura 2.17 – Diagrama unifilar do SFCR da proposta 1	48
Figura 2.18 – Eficiência média anual do inversor em função do FDI para a proposta 2	49
Figura 2.19 – Produtividade anual do SFCR em função do FDI para a proposta 2	49

Figura 2.20 – Simulação de instalação dos subsistemas na cobertura do terminal aeroportuário para a proposta 2	51
Figura 2.21 – Diagrama unifilar de um dos 82 subsistemas da proposta 2	52
Figura 2.22 – Diagrama unifilar do SFCR da proposta 2	53
Figura 2.23 – Localização da caixa de conexão do módulo AVP72M	54
Figura 2.24 – Localização da caixa de conexão do módulo PVL-144	54
Figura 2.25 – Diagrama de ligações para um subsistema da proposta 1	55
Figura 2.26 – <i>Sunny Sensor Box</i>	58
Figura 2.27 – <i>Sunny WebBox</i>	59
Figura 2.28 – Exemplo de placa de alerta de alta tensão e perigo	60
Figura 2.29 – Exemplo de extintor de pó químico seco	60
Figura 2.30 – Aterramento para um subsistema da proposta 1	62
Figura 2.31 – Aterramento de vários inversores	63
Figura 2.32 – Diagrama unifilar da interligação do SFCR da proposta 1 com a subestação do aeroporto	64

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 – Interface do programa desenvolvido na ferramenta GUIDE do MATLAB	65
Figura 3.2 – Gráfico da produção mensal de energia do SFCR da proposta 1	66
Figura 3.3 – Gráfico da produção mensal de energia do SFCR da proposta 2	67
Figura 3.4 – Gráfico da produção média diária de energia do SFCR da proposta 1	68
Figura 3.5 – Gráfico da produção média diária de energia do SFCR da proposta 2	68
Figura 3.6 – Gráfico da produtividade do SFCR da proposta 1	69
Figura 3.7 – Gráfico da produtividade do SFCR da proposta 2	69
Figura 3.8 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 1 em um dia ensolarado	70
Figura 3.9 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 2 em um dia ensolarado	70
Figura 3.10 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 1 em um dia nublado	71
Figura 3.11 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 2 em um dia nublado	71
Figura 3.12 – Consumo de energia anual do terminal aeroportuário	72

Figura 3.13 – Potências geradas pelos SFCRs das propostas 1 e 2 e a demanda do terminal aeroportuário em um dia nublado do mês de janeiro	73
Figura 3.14 – Potências geradas pelos SFCRs das propostas 1 e 2 e a demanda do terminal aeroportuário em um dia ensolarado do mês de agosto	73
Figura 3.15 – Diagrama de fluxo de caixa para a proposta 1	81
Figura 3.16 – Diagrama de fluxo de caixa para a proposta 2	84

LISTA DE TABELAS

CAPITULO 1	Pág.
Tabela 1.1 – As 5 maiores centrais FV do mundo	19
Tabela 1.2 – Usinas de SFCRs operantes no Brasil e registradas na ANEEL	22
Tabela 1.3 – Lista dos 30 maiores Aeroportos Internacionais do mundo	29
Tabela 1.4 – Lista dos 30 maiores Aeroportos do Brasil	30
CAPITULO 2	
Tabela 2.1 – Dados elétricos e físicos do módulo AVP72M	35
Tabela 2.2 – Dados elétricos e físicos do módulo PVL-144	37
Tabela 2.3 – Dados elétricos e físicos do inversor SMC 11000TLRP-10	39
Tabela 2.4 – Resumo da proposta 1	47
Tabela 2.5 – Resumo da proposta 2	52
Tabela 2.6 – Resumo das propostas para o projeto do SFCR	53
CAPITULO 3	
Tabela 3.1 – Consumo de energia elétrica e produção de energia das propostas de SFCR	74
Tabela 3.2 – Valores individuais dos inversores e módulos fotovoltaicos	76
Tabela 3.3 – Exemplo de tabela para melhor organização e visualização de Custos Iniciais	76
Tabela 3.4 – Custo mensal estimado para as despesas	78
Tabela 3.5 – Custo inicial estimado do SFCR da proposta 1	80
Tabela 3.6 – Cálculo do VPL através do fluxo de caixa para a proposta 1	82
Tabela 3.7 – Custo inicial estimado do SFCR da proposta 2	83
Tabela 3.8 – Cálculo do VPL através do fluxo de caixa para a proposta 2	85

INTRODUÇÃO

A demanda de energia elétrica crescente no mundo, associada a preservação do meio ambiente, é a grande responsável pela busca de novas alternativas para geração de energia elétrica. Uma das alternativas mais promissoras é a conversão de energia fotovoltaica, que tem um grande potencial no Brasil, devido ao seu clima e aos bons níveis de incidência de radiação solar. A utilização de energia solar reduz a emissão de gases poluentes, em pelo menos 2 horas durante a fase de produção de eletricidade, que é um dos principais problemas ambientais, produzidos pela utilização de combustíveis fósseis, cujos danos ambientais ocorrem tanto em nível local quanto em nível global. Além disso, os sistemas fotovoltaicos são geralmente de fácil instalação, devido à sua fácil integração à edificação, evitando assim a utilização de áreas extras no local de instalação.

Por ser uma fonte de energia renovável que não agride significativamente o meio ambiente, a energia solar fotovoltaica é frequentemente citada em discussões sobre futuras alternativas energéticas. A eletricidade fotogerada tem um caráter modular e descentralizado, o que permite a instalação dos geradores próximos aos locais de consumo. Isso elimina as perdas no transporte de energia e possibilita a instalação de sistemas dimensionados para as atuais e reais necessidades locais (BRAUN, P., 2005).

As edificações aeroportuárias possuem ótimas características que as favorecem para a instalação de sistemas fotovoltaicos, devido a possuírem amplos espaços horizontais, sendo suas áreas tipicamente grandes e ensolaradas, livres de sombreamento, podem acomodar os módulos fotovoltaicos tanto nas fachadas quanto nas coberturas de edificações pertencentes ao complexo aeroportuário. Além disso, sendo esses locais bastante frequentados, sendo então, bons divulgadores desta alternativa energética.

Com base no exposto, o presente trabalho tem como principal objetivo a realização de uma avaliação técnica e econômica para a implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Aeroporto Internacional de Belém – Pará – Brasil. O trabalho está dividido em três capítulos seguindo uma sequência que se julga adequada para o desenvolvimento do tema abordado.

O primeiro capítulo trata dos conceitos básicos sobre sistemas fotovoltaicos, com ênfase em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), mostrando suas vantagens e desvantagens, algumas grandes centrais fotovoltaicas existentes no mundo, os SFCR existentes e implantados no Brasil, e SFCR instalados em edificações aeroportuárias.

No capítulo dois são descritas as duas propostas de projeto de SFCR para o Aeroporto Internacional de Belém, sendo realizada a escolha do local para implantação, e a escolha dos módulos e dos inversores a serem utilizados. Nas propostas de projeto são apresentadas as metodologias de cálculo, tipos de ligações, sistemas auxiliares de proteção e medição, sinalização e aterramento.

No capítulo três é realizada uma análise das propostas de projetos, verificando-se os desempenhos elétricos das duas propostas, obtidos por simulações realizadas com auxílio de *software* desenvolvido no GEDAE e com auxílio dos dados meteorológicos e dos relatórios de memória de massa do consumo do terminal aeroportuário, cedidos pela INFRAERO. Também é mostrada nesse capítulo a análise econômica dos sistemas, considerando os custos de implantação de todas as propostas, visando avaliar e selecionar a melhor proposta que será indicada para implantação.

Ao final são apresentadas as conclusões com a sugestão da melhor proposta de projeto a ser implantada no Terminal Aeroportuário de Belém e sugestões para continuação deste trabalho.

CAPÍTULO 1

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

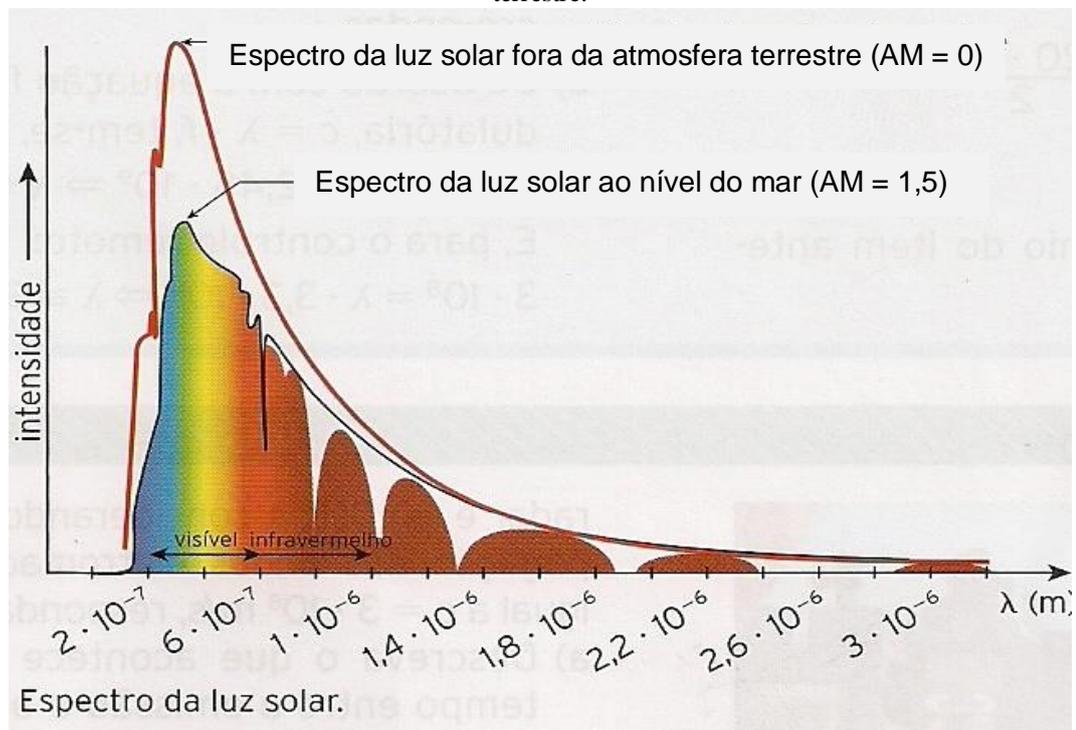
1.1 – Conceitos Básicos Sobre Sistemas Fotovoltaicos

1.1.1 – Radiação Solar

A energia radiante emitida pelo Sol, mais especificamente sob a forma de radiação eletromagnética, é chamada de radiação solar. A quantidade de radiação que atinge a superfície terrestre é bastante variável, sendo influenciada pela geometria Sol-Terra, por condições climáticas gerais, como a presença de nuvens, dentre outros fatores.

Parte dessa energia é emitida como luz visível na parte de frequências mais altas do espectro eletromagnético e o restante na do infravermelho próximo e também como radiação ultravioleta. O efeito da atmosfera no espectro solar é mostrado na figura 1.1, onde AM é o coeficiente de massa de ar.

Figura 1.1 – Distribuição espectral da radiação solar e faixas de absorção das moléculas de ar na atmosfera terrestre.

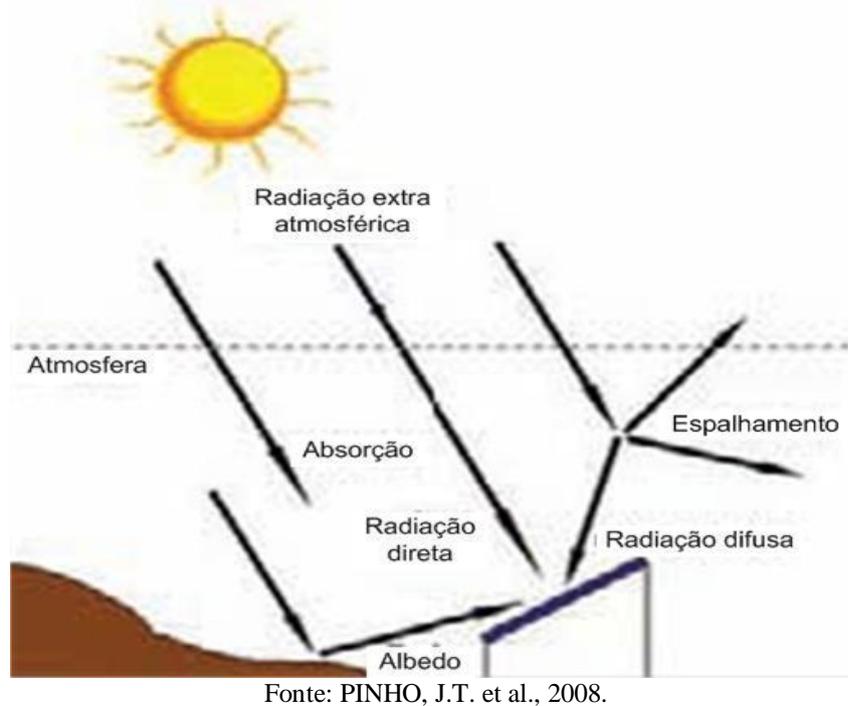


Fonte: Adaptado de MARTINS, M. et alli, 2009.

O espectro extraterrestre, denotado por AM = 0, é importante para aplicações das células fotovoltaicas em satélites. AM = 1,5 é o espectro solar tipicamente usado em conjunto com o valor da irradiância global de 1 kW/m^2 e temperatura de 25°C , para a calibração de células e módulos fotovoltaicos.

Apenas uma fração de toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e à absorção dos raios solares pela atmosfera. Esta fração que atinge a superfície receptora é constituída por uma componente direta (ou de feixe), por uma componente difusa, e pelo albedo, como mostra a figura 1.2.

Figura 1.2 – Componentes da radiação solar na atmosfera.



A componente direta, ou radiação direta, vem da direção do Sol e produz sombras bem definidas em qualquer objeto. A componente difusa, ou radiação difusa, ao contrário da radiação direta, é espalhada por moléculas de ar antes de chegar à superfície da Terra. O albedo é a parte da radiação que chega à superfície da Terra e é refletida pelo solo.

A incidência da radiação solar pode ser medida através da utilização de instrumentos solarimétricos. A coleta de dados de radiação pode ser realizada sobre o plano horizontal ou sobre um plano inclinado, e os instrumentos utilizados são: piranômetros, piroheliômetros e células fotovoltaicas de referência, dentre outros.

O piranômetro, como o do exemplo mostrado na figura 1.3, é responsável pela medição da radiação global, e também é indicado para observar pequenas flutuações de radiação.

Figura 1.3 – Piranômetro.



Fonte: RUMTOR, 2012.

O piroheliômetro, como o mostrado na figura 1.4, é o instrumento que mede a radiação direta, caracterizado por apresentar uma pequena abertura de forma a visualizar apenas o disco solar e a região vizinha denominada circunsolar. O instrumento segue automaticamente o movimento solar.

Figura 1.4 – Piroheliômetro de incidência normal.



Fonte: CRESESB, 2012.

As células fotovoltaicas de referência utilizadas são geralmente de silício cristalino, e costumam ser muito mais baratas que os piranômetros. Consistem de uma célula solar que fornece uma corrente elétrica proporcional à irradiância solar. Contudo, certas partes da radiação solar não são medidas com total precisão devido à sua sensibilidade espectral. A figura 1.5 mostra uma célula fotovoltaica de referência com o respectivo instrumento de medição de radiação.

Figura 1.5 – Célula de referência e instrumento de medição de radiação.



Fonte: GREENPRO, 2012.

1.1.2 – Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é a conversão direta da luz do Sol (energia solar) em energia elétrica. Foi descoberto em 1839, quando Edmond Becquerel observou que certos materiais produziam pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz. A primeira célula fotovoltaica foi feita em 1954; porém, somente em 1956 foi iniciada a produção industrial, incentivada pela corrida espacial. Em 1978 a produção industrial de módulos fotovoltaicos alcançou a marca de 1 MW/ano.

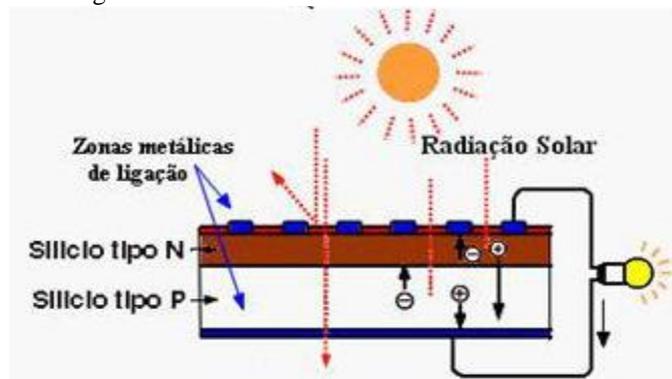
O funcionamento das células fotovoltaicas comerciais baseia-se na teoria do diodo de junção *pn*. O material semicondutor mais comumente utilizado na fabricação das células fotovoltaicas (Silício) pertence ao grupo 4 da tabela periódica de elementos. Quando puro esse semicondutor possui a banda de valência completamente preenchida e a banda de condução vazia. Para que o material possua a capacidade de conduzir corrente elétrica, ele passa pelo processo de dopagem, que pode ser realizado através de dois modos: em um deles, o material dopante é um átomo do grupo 5 (doador) e a ligação ocasionará o aparecimento de

um elétron livre, que poderá se deslocar para a banda de condução, formando o chamado semicondutor tipo *n*. No outro modo, a impureza pertence ao grupo 3 (receptor), o que criará uma deficiência de elétrons na banda de valência (buracos). Neste caso, o semicondutor é do tipo *p*.

Para obtenção de uma célula fotovoltaica, o semicondutor puro é submetido a um processo de adição de “impurezas”, inicialmente do tipo receptora e posteriormente do tipo doadora, formando assim uma junção *pn*. (PINHO, J.T. et al., 2008).

A figura 1.6 mostra, de maneira simplificada, a base de funcionamento da célula fotovoltaica.

Figura 1.6 – Conversão fotovoltaica em uma célula.



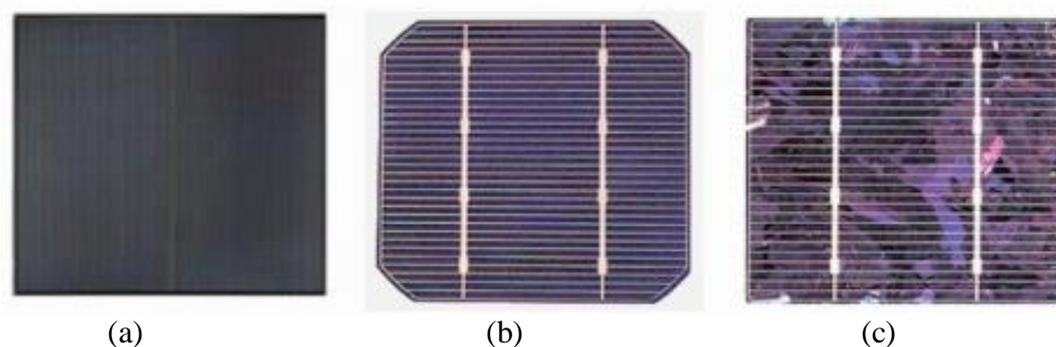
Fonte: apenergiasrenovaveis.wordpress.com, 2013.

1.1.3 – Células Fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é um componente optoeletrônico que converte diretamente a radiação solar em eletricidade. É basicamente constituída de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais utilizado, devido a três fatores: 1 – não ser tóxico, 2 – ser o segundo elemento mais abundante na natureza, 3 – ser um material básico para a indústria eletrônica.

As células costumam ser de silício amorfo, silício monocristalino ou silício policristalino, como mostra a figura 1.7.

Figura 1.7 – Células de silício amorfo (a), monocristalino (b) e policristalino (c).



Fonte: DOMUS-SOLARIS, 2012.

As células de silício amorfo são as que apresentam o menor custo de fabricação e um baixo rendimento elétrico, aproximadamente de 8% a 10%, chegando a 13% em laboratório. As células de silício amorfo são películas muito finas, característica que facilita a sua utilização em edificações (CRESESB, 1999).

As células de silício monocristalino são as mais eficientes, sendo o seu rendimento elétrico relativamente elevado, de aproximadamente 16% a 19%, podendo alcançar 23% em laboratório, mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras. É necessária uma grande quantidade de energia para a sua fabricação, devido à necessidade de materiais em estado muito puro e com estrutura cristalina perfeita (CRESESB, 1999).

As células policristalinas possuem um menor custo de produção que as monocristalinas, pois necessitam de menos energia na sua fabricação. Apresentam também um rendimento elétrico inferior, entre 11% e 13%, chegando a 18% em laboratório. Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal utilizado na sua fabricação, devido a não necessitar de materiais em estado muito puro e com estrutura cristalina perfeita (CRESESB, 1999).

1.1.4 – Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células conectadas em um arranjo. A potência reduzida das células fotovoltaicas é a responsável pelo encadeamento de várias células na fabricação dos módulos, objetivando um aumento da potência gerada.

Para proteger as células solares, os módulos são encapsulados com materiais plásticos (EVA – *Acetato de Vinil-Etila*). O lado onde a radiação incide é coberto com vidro temperado e a parte posterior com plástico Tedlar. Finalmente, o módulo é emoldurado com uma estrutura de alumínio anodizado, que lhe dá rigidez mecânica e o protege contra as intempéries.

Os módulos podem ser classificados de acordo com o material da célula FV, do material e da tecnologia de encapsulamento, tecnologia de substrato, estrutura da moldura, e características específicas de construção.

Em função do material da célula, podem ser módulos cristalinos, policristalinos (figura 1.8) ou de filme fino.

Figura 1.8 – Modulo Fotovoltaico.



Fonte: CRESESB, 2012.

A classificação em função da tecnologia do substrato pode ser de película-película (flexíveis), vidro-película (vidro-Tedlar), metal-película, plástico-acrílico e vidro-vidro (GREENPRO, 2004).

A estrutura da moldura pode ser classificada em: com moldura ou sem moldura (módulos laminados). Em função das características específicas de construção podem ser: de vidro de segurança endurecido, de vidro de segurança laminado, de vidro isolante, de vidro isolante para cobertura de vidro, e de vidro laminado.

Além dos módulos de silício, há algum tempo começaram a ser desenvolvidos módulos fotovoltaicos de filmes finos, tais como:

- Células de Arseneto de Gálio (GaAs): têm estrutura similar à do silício, apresentando eficiência ligeiramente superior. Ideais para utilização em sistemas com concentração, são pouco utilizados em escala terrestre, principalmente devido ao complexo processo de produção envolvido, resultando em custos muito elevados (PINHO, J.T. et al., 2008).
- Células de Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS): Tais células são feitas com várias camadas ultra finas (na ordem de micrometro) 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 sustentar os painéis, que podem ser aderidos em paredes e tetos, diminuindo custos de instalação.

- Células de Telureto de Cádmio (CdTe): também são compostas por arranjos policristalinos. Os riscos ambientais apresentados são pequenos, porém apresentam dificuldade no processo de dopagem. Atingem eficiências máximas laboratoriais de 16,5% e comerciais de 11% (PINHO, J.T. et al., 2008).

1.1.5 – Inversores de Tensão/Corrente

A energia elétrica é gerada pelos módulos fotovoltaicos na forma de corrente contínua (c.c.), a qual é convertida em corrente alternada (c.a.) através do emprego de um dispositivo eletrônico, conhecido como inversor.

Esse dispositivo tem por função efetuar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, fazendo com que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, a máxima potência que o gerador pode suprir em determinado momento (ZILLES, R. et ali, 2012).

O inversor pode ser conectado às cargas e/ou ao barramento c.a. da rede do sistema de distribuição, tendo também impacto na qualidade da energia do sistema. A figura 1.9 mostra alguns modelos de inversores disponíveis no mercado.

Figura 1.9 – Modelos de inversores comercialmente disponíveis no mercado.



A década de 90 foi de grande importância para a popularização dos inversores, para conexão à rede em sistemas fotovoltaicos, pois antes disso os inversores eram fabricados em pequenas quantidades, já que eram utilizados quase que somente para instalações FV isoladas, devido não serem muito difundidas as instalações conectadas à rede.

Os inversores fotovoltaicos modernos possuem características importantes, tais como:

- Boa eficiência, acima dos 90%;
- Custo reduzido;
- Tensão e corrente de qualidade;

Os inversores também realizam seguimento de PMP (Ponto de Máxima Potência), otimizando a geração fotovoltaica. Mais informações sobre inversores são apresentadas no Capítulo 2.

1.1.6 – Gerador Fotovoltaico

O gerador FV é o principal componente de um sistema FV. O gerador é formado pelo agrupamento de módulos fotovoltaicos, que podem ser associados em série e/ou paralelo, com suas estruturas de suporte e de montagem. A figura 1.10 mostra vários geradores fotovoltaicos instalados no *Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência Energética do GEDAE (Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas)*, localizado na cidade de Belém-Pará-Brasil.

Figura 1.10 – Gerador fotovoltaico do Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência Energética do GEDAE.



Fonte: GEDAE, 2012.

A quantidade de energia produzida depende da capacidade do gerador fotovoltaico projetado, do local de instalação, das condições meteorológicas e da época do ano. No que se refere aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é necessária uma análise dos requisitos técnicos estabelecidos pela concessionária para sua instalação, baseando-se na resolução normativa Nº 482/2012 da ANEEL para sistemas com potência instalada de até 1 MW (a referida resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências).

1.1.7 – Rede Elétrica

O sistema que transporta a energia elétrica da sua fonte geradora até o seu local de uso é denominado de rede elétrica.

Quando se trata de energia fotovoltaica, fala-se em geral de Geração Distribuída, que se localiza próximo das cargas elétricas. Suas unidades geradoras, além de suprir a energia local, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante para o conjunto do Sistema Interligado, até mesmo como geradores de emergência, pois aumentam as reservas de potência junto a essas cargas, reduzindo, por conseguinte, os riscos de instabilidade e aumentando a confiabilidade do suprimento.

A Geração Distribuída possui as seguintes características:

- Dispõe de diversas fontes primárias de energia, que podem ser tanto renováveis quanto não renováveis;
- Não se vincula a uma tecnologia específica: há muitas possibilidades técnicas em operação e várias em desenvolvimento;
- Não implica em propriedade: o(s) equipamento(s) gerador(es) junto ao consumidor pode(m) ser, ou não, de sua propriedade; a sua gestão e a sua operação podem correr a cargo dele próprio ou de terceiros, inclusive como de concessionárias de energia elétrica.

Normalmente, a geração de energia ocorre próximo ao ponto consumidor.

1.2 – Conexão à Rede

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é um conjunto de equipamentos que converte energia solar em energia elétrica, injetando a energia produzida diretamente na rede elétrica de alta ou baixa tensão.

Esse sistema geralmente utiliza um grande número de módulos fotovoltaicos, e não possui banco de baterias para armazenamento, tornando-se uma fonte de energia complementar ao sistema elétrico a que está conectado.

O gerador fotovoltaico é conectado à rede por meio de inversores, que são os responsáveis pela transformação da corrente contínua (c.c.) produzida pelos módulos em corrente alternada (c.a.) para ser injetada na rede elétrica. Esses inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança, para que a rede não seja afetada. A figura 1.11 mostra dois dos inversores do sistema fotovoltaico conectado à rede instalado no *Laboratório de Energias Renováveis e Eficiência Energética do GEDAE/UFPA*.

Figura 1.11 – Inversores de SFCRs instalados no laboratório do GEDAE.



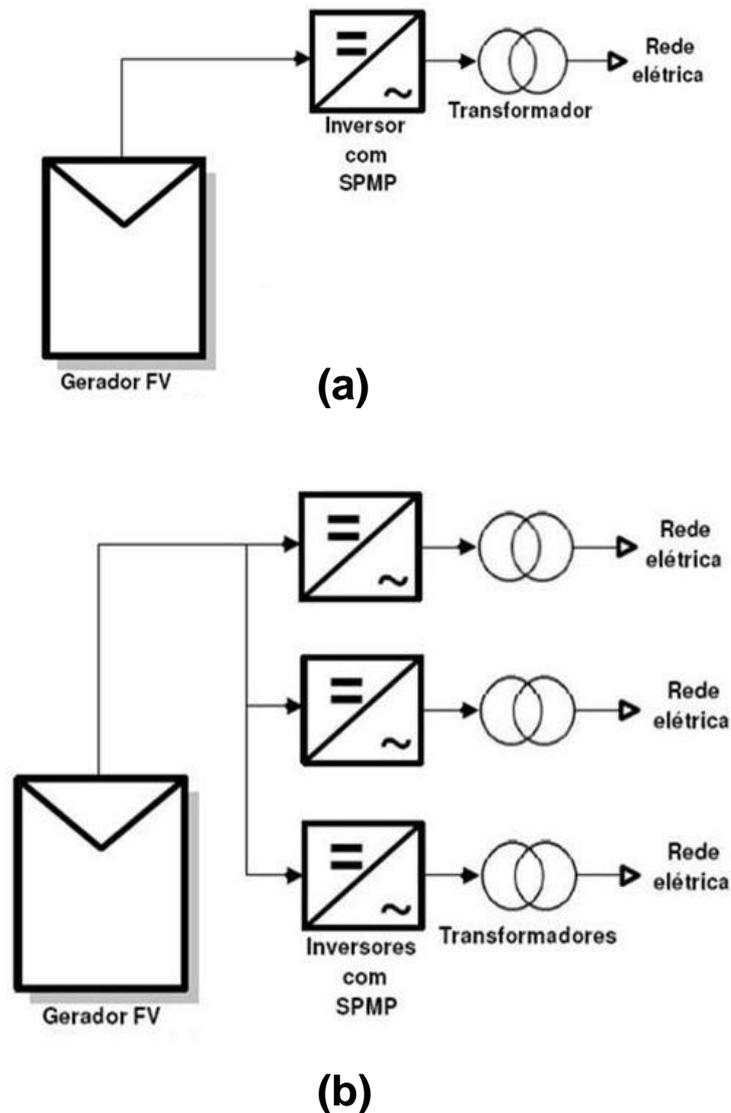
Fonte: GEDAE, 2012.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem ser de grande porte (grandes centrais fotovoltaicas) ou de pequeno porte, que geralmente são instalados em edificações.

1.2.1 – Sistemas de Grande Porte

Uma grande central fotovoltaica fornece a potência à rede elétrica instantaneamente por meio de um ou mais inversores e transformadores. A energia é ofertada em alta tensão e transmitida até os polos consumidores da mesma forma que nos sistemas convencionais. A figura 1.12 mostra as configurações de um sistema fotovoltaico centralizado conectado à rede com um ou vários inversores.

Figura 1.12 – Configurações de SFCR centralizados com um (a) ou vários (b) inversores.



Fonte: MACEDO, W.N., 2006.

A quantidade de energia elétrica produzida depende da quantidade de módulos instalados, porém o rendimento dos módulos não está relacionado com o tamanho da instalação, mas sim com o desenvolvimento tecnológico de produção de células FV e com a economia para fabricação.

Podem-se citar como exemplos iniciais de grandes centrais: *Sarnia PV power plant*, com 97 MWp (Sarnia - Canadá – 2009/2010); *Ohotnikovo PV power plant*, com 80 MWp (Ohotnikovo – Ucrânia – 2011); *Lopburi PV power plant*, com 73 MWp (Lopburi – Tailândia – 2011); *Solarpark Lieberose*, com 71 MWp (Turnow-Preilack – Alemanha – 2009/2011); *San Bellino PV power plant*, com 70 MWp (San Bellino – Itália – 2010); entre outras. A figura 1.13 mostra o Parque Fotovoltaico de Ohotnikovo.

Figura 1.13 – Foto do parque fotovoltaico de Ohotnikovo (Ucrânia).



Fonte: euea-energyagency.org, 2012.

A busca por energia com menor impacto ao meio ambiente e por alternativas energéticas aos combustíveis fósseis favoreceu a entrada de grandes companhias petrolíferas no ramo da energia fotovoltaica, ajudando a impulsionar o mercado de grandes centrais.

1.2.2 – Sistemas de Pequeno Porte

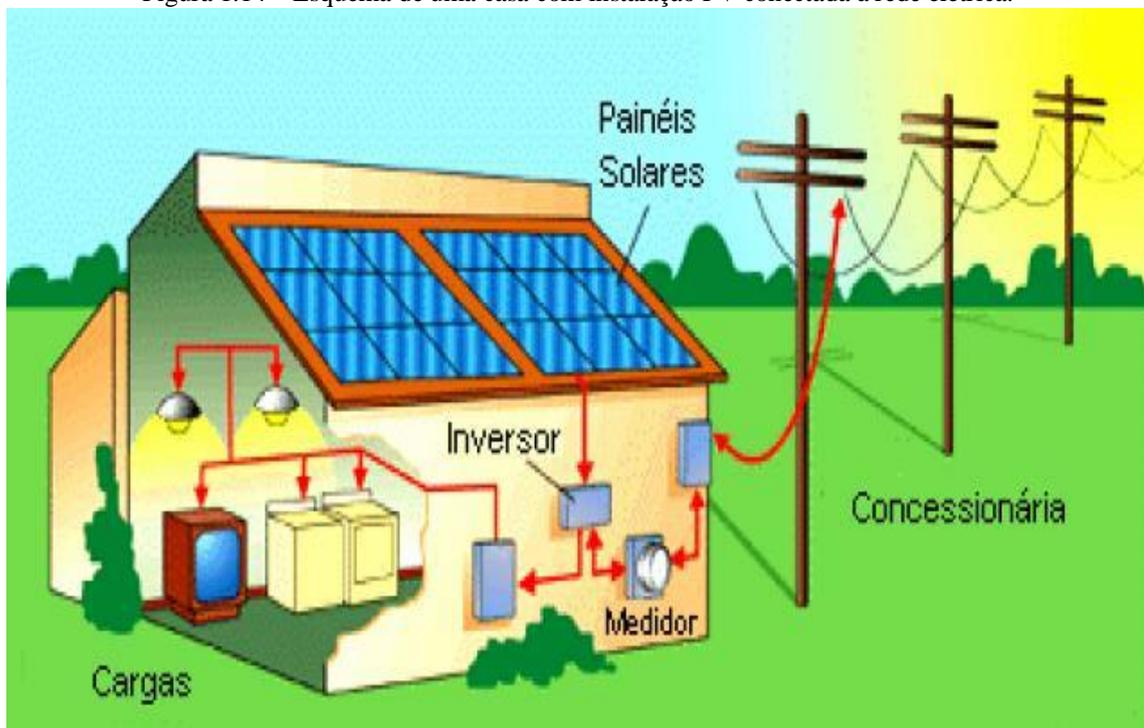
Os SFCRs de pequeno porte são constituídos pelos módulos fotovoltaicos montados diretamente nas edificações ou em outros locais, tais como coberturas de estacionamentos, áreas livres, etc. Essas edificações são alimentadas pela energia elétrica produzida por esses módulos, através de um inversor, concomitantemente com a rede elétrica de distribuição em baixa tensão na qual estão interligadas.

Ultimamente, esse tipo de SFCR é o que mais tem se desenvolvido no mundo, devido a contar com o auxílio governamental em vários países. Como exemplo, na Alemanha os

esforços para promover as energias renováveis no país partem de iniciativas governamentais e privadas, estimando aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética para 80 por cento, até o ano de 2050. Outros países, como EUA, Espanha e Japão, têm como objetivo reduzir a emissão de gases poluentes causadores do efeito estufa, através da ampliação da geração de eletricidade com fontes renováveis.

A figura 1.14 mostra os elementos básicos que são utilizados em uma edificação que possui SFCR. Apresenta os módulos fotovoltaicos, inversor, rede elétrica de distribuição, medidor de energia e alguns equipamentos elétricos comumente encontrado em uma residência.

Figura 1.14 – Esquema de uma casa com instalação FV conectada à rede elétrica.



Fonte: Rodríguez, 2002.

As edificações que possuem SFCR podem utilizar tanto a energia convencional como a energia fotogerada. Durante a noite, ao amanhecer e nos dias sem ou com baixa radiação solar, em que o consumo elétrico é maior do que a eletricidade produzida pelos módulos FV, a rede convencional é a responsável pelo fornecimento da energia necessária para o funcionamento dos equipamentos da edificação. Porém, se o consumo da edificação for menor do que a quantidade de energia que o sistema FV produz, o excesso é injetado diretamente na rede de distribuição da concessionária.

1.3 – Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Algumas vantagens de um SFCR são:

- A energia é produzida junto à carga, diminuindo as perdas nas redes de transmissão e distribuição;
- A produção de energia elétrica ocupa um espaço já utilizado, uma vez que esta é integrada à edificação, pois os painéis são instalados geralmente nos telhados ou fachadas das edificações;
- Existem casos de edificações onde o maior consumo de energia acontece no horário de maior produção do sistema FV, havendo coincidência de geração e consumo;
- Facilidade em aumentar a oferta de energia de forma pouco poluente, segura e sem necessidade de ocupação de novas áreas (ponto de vista ambiental);
- O sistema pode ser ampliado conforme haja necessidade de aumento de carga para a edificação;
- A montagem do sistema pode substituir materiais de revestimento e cobertura;
- O sol é uma fonte de produção de energia inesgotável, disponível em todos os locais, um SFCR opera de forma silenciosa, sem a emissão de poluentes e nem causa impactos ambientais com a sua instalação.

Algumas desvantagens dos SFCRs são:

- A intermitência da fonte primária (Sol);
- A oposição das concessionárias de energia, pois estas temem a perda de faturamento, e dificultam a popularização desse sistema;
- O elevado preço dos componentes do sistema;
- O pouco incentivo do governo brasileiro para o desenvolvimento dessa tecnologia e a baixa atratividade para os investidores, em razão da baixa rentabilidade do investimento.

Em relação às questões ambientais, pode-se afirmar que a tecnologia solar fotovoltaica não gera qualquer tipo de resíduos sólidos, efluentes líquidos ou gasosos durante o processo de produção da eletricidade, sendo seus impactos restritos ao visual e à ocupação de áreas. Trata-se de uma tecnologia, que dependendo da qualidade dos equipamentos, não emite ruídos nem utiliza recursos naturais esgotáveis. Dentro deste tema, há dois tópicos que ainda permanecem em discussão: a emissão de poluentes e gastos energéticos durante o processo de

fabricação dos módulos e as reais possibilidades de reciclagem dos mesmos, depois de terminada sua vida útil, que é de aproximadamente 25 anos (PINHO, J.T. et al., 2008).

Os processos de fabricação e disposição dos módulos e demais componentes de um sistema FV causam emissões de gases de efeito estufa, tais como o dióxido de carbono. Porém, os fabricantes reduziram e controlam fortemente a quantidade de emissão de poluentes, devido ao fato da indústria fotovoltaica ter forte interesse em preservar a sua imagem de indústria “limpa” e colaboradora com o meio ambiente, e devido à exigência de ambientes controlados e limpos para o processo de fabricação das células e montagem dos módulos.

1.4 - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Mundo

A cada ano aumenta significativamente o número de instalações fotovoltaicas instaladas no mundo. No ano de 2012, foi concluída a obra do Projeto Solar de Água Caliente, mostrado na figura 1.15, localizado a 65 km a leste da cidade de Yuma, Arizona, nos EUA, sendo atualmente o maior parque fotovoltaico do mundo. Com 250 MWp de potência de pico instalada.

Figura 1.15 – Foto do projeto solar de Água Caliente (EUA).



Fonte: www.firstsolar.com/en/Projects/Agua-Caliente-Solar-Project, 2013.

A Alemanha, a Itália e a Espanha são países com um alto número de instalações fotovoltaicas com capacidade acima de 20 MWp, que alimentam dezenas de milhares de casas. Devido a esses esforços, a União Europeia (EU) aumentou sua estimativa em 3 a 4 vezes mais de capacidade de produção por ano.

A tabela 1.1 apresenta as 5 maiores instalações de centrais fotovoltaicas do mundo, até abril de 2013.

Tabela 1.1 – As 5 maiores Centrais FV do mundo.

Posição	Potência de Pico Instalada	Central Fotovoltaica	País	Ano
1	250 MW	<i>Agua Caliente Solar Project</i>	EUA	2012
2	214 MW	<i>Charanka Park</i>	Índia	2012
3	200 MW	<i>Golmud PV power plant</i>	China	2011
4	166 MW	<i>Solarpark Meuro</i>	Alemanha	2011-2012
5	150 MW	<i>Mesquite Solar I</i>	EUA	2011-2012

Fonte: <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>, 2013.

A segunda maior central de instalação fotovoltaica em operação é o *Charanka Park*, que é parte do projeto de *Gujarat Solar*, no distrito de Patan, Índia, mostrada na figura 1.16. É constituída por painéis fotovoltaicos de diferentes fabricantes, possuindo 214 MW de potência instalada, com um projeto de ampliação para 500 MW de potência instalada até o final de 2014.

Figura 1.16 – Foto do parque solar de Charanka de Sarnia (Índia).



Fonte: www.energyinsight.info/gujarat_charanka_solar_park, 2013.

A terceira maior central fotovoltaica instalada é a *Golmud PV power plant*, mostrada na figura 1.17. Esta usina de energia solar está localizada em Golmud, província de Qinghai, e sua construção começou em 2009. Atualmente, possui 200 MW de potência instalada, e a produção anual deve chegar a cerca de 317 GWh.

Figura 1.17 – Foto do *Golmud PV power plant* (China).



Fonte: http://en.zhenfa.com/products_detail, 2013.

O Parque fotovoltaico de Meuro, mostrado na figura 1.18, é localizado no nordeste da Alemanha, possui 166 MW instalados e foi concluído em 2012. Atualmente, é o maior parque solar da Alemanha.

Figura 1.18 – Foto do parque fotovoltaico de Meuro (Alemanha).



Fonte: www.gemeinde-schipkau.de, 2013.

O Parque Fotovoltaico de *Mesquite Solar I* (EUA), mostrado na figura 1.19, tem projeto total de 700 MW instalados, quando concluído, e atualmente possui 150 MW instalados em sua primeira fase, concluída no final de 2012.

Figura 1.19– Foto do parque fotovoltaico de *Mesquite Solar I* (EUA).



Fonte: energy.gov/articles/solar-win-arizona, 2013.

Austrália e Estados Unidos instituíram as cidades solares¹. Esses programas têm ajudado fortemente o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. A Índia também tem um programa de cidades solares.

No Brasil existem hoje vários projetos em nível governamental e privado. Além dos SFGRs, esses projetos englobam diversos aspectos da utilização da energia solar, tais como: a eletrificação rural e os sistemas híbridos.

Foram instalados no Brasil vários SFGRs entre os anos de 1995 e 2013. A tabela 1.2 mostra as usinas de SFGRs que se encontram em operação e estão registradas na ANEEL, com potência instalada de cerca de 2.616,55 kWp. A maioria desses sistemas está localizada na região sudeste do Brasil.

¹ Cidade Solar é uma área urbana com programas proativos pelo aumento do número de sistemas solares instalados nas edificações.

Tabela 1.2 – Usinas de SFCRs operantes no Brasil e registradas na ANEEL.

USINAS do tipo UFV em Operação					
USINA	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Destino da Energia	Proprietário	Município
Araras - RO	20,48	20,48	REG ²	100% para Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária	Nova Mamoré - RO
Tauá	5.000	1.000	REG	100% para MPX Tauá Energia Solar Ltda.	Tauá - CE
IEE	12,26	12,26	REG	100% para Instituto de Eletrotécnica e Energia	São Paulo - SP
UFV IEE/Estacionamento	3	3	REG	100% para Instituto de Eletrotécnica e Energia	São Paulo - SP
Embaixada Italiana Brasília	50	50	REG	100% para Embaixada Italiana em Brasília	Brasília - DF
PV Beta Test Site	1,70	1,70	REG	100% para DuPont do Brasil S.A	Barueri - SP
Pituaçu Solar	404,80	404,80	REG	100% para Superintendência dos Desportos do Estado da Bahia	Salvador - BA
Aeroporto Campo de Marte	2,12	2,12	REG	100% para Empresa Brasileira de Infra-Estrutura Aeroportuária	São Paulo - SP
Tanquinho	1.082	1.082	REG	100% para SPE CPFL Solar 1 Energia S.A.	Campinas - SP
Silva Neto I	1,70	1,70	REG	100% para João Bento da Silva Neto	Florianópolis - SC
PGM	6,58	6,58	REG-RN482 ³	100% para PGM Suporte em	Uberlândia - MG

² REG - Registro

				Tecnologia Ltda - EPP	
Solaris	1,04	1,04	REG	100% para Solaris Tecnologia Fotovoltaica Indústria Comercio e Serviço Ltda. - EPP	Leme - SP
Ilha Grande	30,87	30,87	REG	100% para Companhia Energética do Maranhão	Humberto de Campos - MA
Total: 13 Usinas			Potência Total: 2.616,55 kW		

Fonte: <http://www.aneel.gov.br>, 2013.

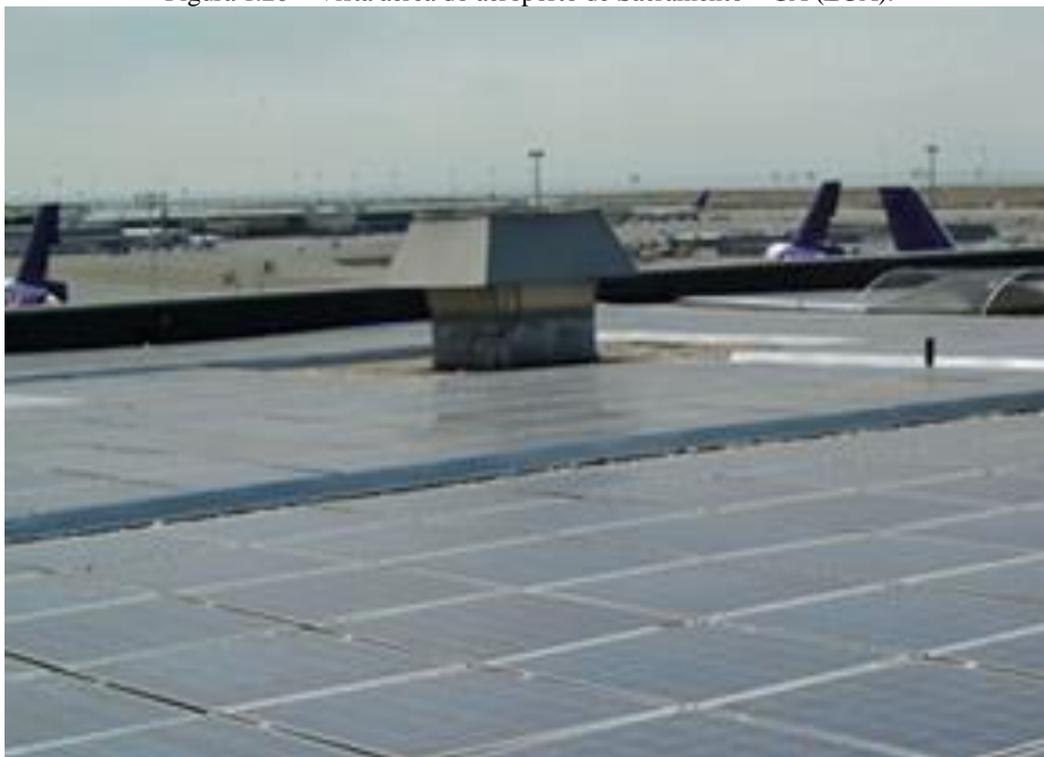
1.5 – Aeroportos Solares

As instalações aeroportuárias são consideradas promissoras para a implantação de instalações fotovoltaicas, já que possuem grandes áreas livres de sombreamento, e também possuem edificações bastante favoráveis, tanto em sua fachada, quanto em sua cobertura.

O terminal aeroportuário de Sacramento (figura 1.20), no estado da Califórnia (EUA), com capacidade de 1 MW, foi instalado em 2005. No mesmo ano foi instalado um arranjo fotovoltaico de 500 kW no Aeroporto Internacional de São Francisco – CA (EUA). Os Estados Unidos também têm outros aeroportos com SFCRs, tais como o Aeroporto Internacional de Denver – CO e o Aeroporto Internacional Fresno Yosemite – CA, ambos com arranjos fotovoltaicos de 2 MW cada. O Aeroporto Bob Hope, localizado também na Califórnia, possui um arranjo fotovoltaico de 268 kWp, mostrado na figura 1.21, e está em funcionamento desde o ano de 2008.

³ REG-RN482 – Registro mini micro Geradores RN482/2012

Figura 1.20 – Vista aérea do aeroporto de Sacramento – CA (EUA).



Fonte: www.industcards.com, 2012.

Figura 1.21 – Vista aérea do aeroporto de Bob Hope – CA (EUA.).



Fonte: www.industcards.com, 2012.

A Alemanha, como grande incentivadora da energia solar, possui essa tecnologia instalada em alguns de seus aeroportos, como por exemplo o aeroporto de Saarbruecken (figura 1.22), que possui um total de 4 MWp, sendo sua instalação dividida em 3 etapas: a primeira com 1,4 MWp, no ano de 2004, a segunda com 1,8 MWp, e a terceira com 0,4 MWp, ambas concluídas em 2005.

Figura 1.22 – Vista aérea do aeroporto de Saarbruecken (Alemanha).



Fonte: www.city-solar-ag.com, 2012.

A figura 1.23 mostra as instalações fotovoltaicas na cobertura do terminal do Aeroporto Internacional de Munique, que possui uma potência instalada 0,5 MWp no ano de 2002, e que produz uma energia média de 500 MWh por ano. A alta produção de energia é garantida mesmo no inverno, pois foram utilizadas células de Silício Policristalino, com ótimo alinhamento dos módulos a 20° Sul.

Figura 1.23 – Vista do SFRC instalado na cobertura do aeroporto internacional de Munique (Alemanha).



Fonte: www.bp.com, 2012.

O parque fotovoltaico instalado no Aeroporto Internacional de Atenas (Grécia) (figura 1.24), inaugurado em 2011, é responsável por 9% da energia usada no local e deve produzir 11 milhões de kWh em sua capacidade de operação máxima. O país pretende multiplicar a sua

capacidade instalada de produção de energia solar dos atuais 206 MWp (anual) para 2,2 GWp até o ano de 2020, e para 10 GWp até o ano de 2050.

Figura 1.24 – Aeroporto Internacional de Atenas (Grécia).



Fonte: <http://www.blue-sol.com>, 2012.

O projeto do novo aeroporto de Lisboa (Portugal) prevê um sistema fotovoltaico de última geração em sua cobertura, oferecendo uma grande autonomia energética para a edificação. A figura 1.25 mostra o projeto do novo aeroporto, que será de grande importância e expressão do uso de energia FV na Europa.

Figura 1.25 – Projeto do novo aeroporto de Lisboa (Portugal).



Fonte: www.skyscrapercity.com, 2012.

No Brasil, o Aeroporto Internacional de Florianópolis é o pioneiro na apresentação de projeto de implantação da tecnologia de instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à

rede em aeroportos. O projeto possui 870 kWp de potência instalada em uma área disponível de 14.740 m² (figura 1.26), obtendo uma geração anual de aproximadamente 1.100 MWh.

Figura 1.26 – Projeto do novo aeroporto internacional de Florianópolis (Brasil).



Fonte: www.ciesp.org.br, 2012.

O Aeroporto de Campo de Marte (São Paulo - Brasil) possui um sistema fotovoltaico instalado desde 2012, conforme mostrado na figura 1.27, produzindo em média 250 kWh por mês e é responsável por cerca de 20% da energia utilizada no prédio administrativo do aeroporto.

Figura 1.27 – Aeroporto Campo de Marte (Brasil).



Fonte: <http://www.jornaldaenergia.com.br>, 2013.

Devido às grandes diferenças de utilização de energia entre os aeroportos, deve ser feito um estudo individual para se saber a viabilidade de implantação de um SFCR em cada aeroporto, pois cada localidade possui requisitos específicos, tais como consumo de energia, área disponível para implantação do sistema, condições climáticas, etc. A energia consumida pelos aeroportos pode variar muito de ano a ano, mês a mês, em função da variação do número de passageiros e ampliação de novas instalações, pois alguns aeroportos estão crescendo mais rapidamente do que a economia como um todo.

Um fator que influencia a viabilidade de instalação de um SFCR em um terminal aeroportuário é o tráfego de passageiros que passa por ele. Nos grandes aeroportos, o tráfego de passageiros possui uma tendência maior a ser constante; logo, seu consumo de energia também tende para uma constante.

No caso de aeroportos onde o fluxo de passageiros é menor, devido à influência da sazonalidade do turismo de região para região, observam-se grandes oscilações com relação ao fluxo de passageiros por eles. Logo, em épocas em que o fluxo de passageiros é menor, o seu consumo elétrico também o é.

Quando o fluxo de passageiros é menor, dependendo da localidade, o SFCR pode suprir o consumo de energia do terminal aeroportuário sem a contribuição da rede elétrica.

Com isso, os pequenos aeroportos, que possuem um grande período de tempo entre as altas estações, podem se beneficiar muito mais de um SFCR do que os grandes aeroportos.

A implantação da tecnologia de energia fotovoltaica em aeroportos é de grande importância para a divulgação da mesma e para a ampliação e modernização dos terminais aeroportuários, visto que, pelo aeroporto passam muitas pessoas formadoras de opinião e tomadores de decisão, e há também um crescente número de passageiros, pois o avião é o 2º meio de transporte mais utilizado no mundo.

A tabela 1.3 mostra os 30 aeroportos internacionais com o maior tráfego de passageiros no mundo.

Tabela 1.3 – Lista dos 30 maiores Aeroportos Internacionais do mundo (Baseado no tráfego de passageiros).

	Aeroporto	Passageiros
1	Aeroporto Internacional de Atlanta – Atlanta (EUA)	81.063.638
2	Aeroporto Internacional Heathrow – Londres (Inglaterra)	60.708.301
3	Aeroporto Internacional de Pequim – Pequim (China)	59.979.434
4	Aeroporto Internacional O'Hare – Chicago (EUA)	59.373.194
5	Aeroporto Internacional Haneda – Tóquio (Japão)	57.031.440
6	Aeroporto Internacional Charles de Gaulle – Paris (França)	53.459.723
7	Aeroporto Internacional de Los Angeles – Los Angeles (EUA)	52.468.807
8	Aeroporto Internacional de Dallas-Fort Worth – Dallas (EUA)	51.425.817
9	Aeroporto Internacional de Frankfurt – Frankfurt (Alemanha)	47.088.077
10	Aeroporto Internacional de Denver – Denver (EUA)	46.164.063
11	Aeroporto Internacional de Barajas – Barajas (Espanha)	44.523.901
12	Aeroporto Internacional de Hong Kong – Hong Kong (China)	41.428.500
13	Aeroporto Internacional John F. Kennedy – Nova York (EUA)	41.326.599
14	Aeroporto Internacional de Amsterdão Schiphol – Amsterdão (Países Baixos)	40.463.288
15	Aeroporto Internacional de Las Vegas – Las Vegas (EUA)	37.357.928
16	Aeroporto Internacional de Dubai – Dubai (Emirados Árabes Unidos)	37.085.392
17	Aeroporto Internacional de Houston – Houston (EUA)	36.502.345
18	Aeroporto Internacional de Suvarnabhumi – Bangkok (Tailândia)	36.415.935
19	Aeroporto Internacional de Phoenix – Phoenix (EUA)	34.586.265
20	Aeroporto Internacional de San Francisco – São Francisco (EUA)	34.302.399
21	Aeroporto Internacional de Guangzhou Baiyun – Guangzhou (China)	33.914.498
22	Aeroporto Internacional Changi – Cingapura (Cingapura)	33.371.650
23	Aeroporto Internacional Soekarno-Hatta – Jakarta (Indonésia)	32.894.925
24	Aeroporto Internacional de Charlotte/Douglas – Charlotte (EUA)	31.773.748
25	Aeroporto Internacional de Roma – Roma (Itália)	31.208.489
26	Aeroporto Internacional de Orlando – Orlando (EUA)	30.894.841
27	Aeroporto Internacional de Miami – Miami (EUA)	30.862.609
28	Aeroporto Internacional de Newark – Newark (EUA)	30.695.438
29	Aeroporto Internacional de Sydney – Sydney (Austrália)	30.350.283
30	Aeroporto Internacional de Munique – Munique (Alemanha)	30.303.129

Fonte: <http://www.zun.com.br/maiores-aeroportos-do-mundo/>, 2012.

A tabela 1.4 mostra os 30 aeroportos com o maior tráfego de passageiros no Brasil, referente aos meses de janeiro e fevereiro de 2012.

Tabela 1.4 – Lista dos 30 maiores Aeroportos do Brasil (Baseado no tráfego de passageiros).

	Aeroportos	Passageiros
1	Aeroporto Internacional de Guarulhos – SP	5.482.221
2	Aeroporto Internacional do Rio de Janeiro – Galeão – RJ	2.986.020
3	Aeroporto Internacional de Brasília – DF	2.488.102
4	Aeroporto de Congonhas – SP	2.486.694
5	Aeroporto Internacional Tancredo Neves – Confins – MG	1.699.573
6	Aeroporto Internacional de Salvador – BA	1.485.115
7	Aeroporto Internacional de Viracopos – Campinas – SP	1.432.790
8	Aeroporto Internacional Salgado Filho – Porto Alegre – RS	1.373.541
9	Aeroporto Santos Dumont – RJ	1.328.260
10	Aeroporto Internacional de Guararapes – Recife – PE	1.164.231
11	Aeroporto Internacional Pinto Martins – Fortaleza – CE	1.040.223
12	Aeroporto Internacional Afonso Pena – PR	1.001.533
13	Aeroporto Internacional de Florianópolis – SC	653.316
14	Aeroporto de Vitória – ES	584.206
15	Aeroporto Internacional Eduardo Gomes – Manaus – AM	534.121
16	Aeroporto Internacional de Belém – PA	514.682
17	Aeroporto Internacional Augusto Severo – Natal – RN	484.114
18	Aeroporto Internacional Marechal Rondon – Cuiabá – MT	435.295
19	Aeroporto de Goiânia – GO	451.397
20	Aeroporto Marechal Cunha Machado – São Luis – MA	342.519
21	Aeroporto Campo dos Palmares – Maceió – AL	303.785
22	Aeroporto Internacional de Foz do Iguaçu – PR	280.147
23	Aeroporto Internacional de Campo Grande – MS	252.551
24	Aeroporto Internacional Presidente Castro Pinto - João Pessoa/PB	226.144
25	Aeroporto de Aracajú – SE	220.898
26	Aeroporto de Navegantes – SC	198.750
27	Aeroporto Senador Petrônio Portella – Teresina/PI	178.337
28	Aeroporto Internacional Gov. Jorge Teixeira – Porto Velho/RO	182.400
29	Aeroporto de Ribeirão Preto – Ribeirão Preto/SP	168.018
30	Aeroporto Governador José Richa – Londrina/PR	158.967

Fonte: INFRAERO, 2012.

CAPÍTULO 2

PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA O AEROPORTO INTERNACIONAL DE BELÉM-PA

2.1 – Escolha do Local

A escolha para a instalação do SFCR no complexo aeroportuário de Belém se deu em virtude do Brasil ser sede de dois grandes eventos mundiais: Copa das Confederações no ano de 2013, e Copa do Mundo no ano de 2014. Tais eventos são importantes para a economia do país, e Belém era uma das candidatas à sede dos eventos. Estimava-se que a instalação do SFCR seria mais um ponto favorável nessa disputa, em virtude da divulgação da tecnologia, por ser um tipo de energia limpa, e por ser uma das pioneiras na implantação do sistema em aeroportos no Brasil.

Os complexos aeroportuários são tipicamente grandes e ensolarados, livres de sombreamento, que são características propícias de um grande potencial para a aplicação dos sistemas fotovoltaicos.

O terminal aeroportuário é o mais indicado para acomodação de módulos fotovoltaicos, pois é o ponto de produção mais próximo do centro de consumo, além de possuir uma grande área livre de sombreamento e uma arquitetura moderna, características que favorecem as instalações dos módulos, tanto na sua fachada quanto na sua cobertura. Outro local do complexo indicado para a instalação do sistema são os pátios e os estacionamentos dos aeroportos, devido a essas áreas serem suficientemente grandes, facilitando a acomodação de arranjos isolados, podendo ser usados em alguns casos como barreiras contra o ruído produzido pelas aeronaves.

O estudo em questão trata do complexo do Aeroporto Internacional de Val-de-Cans, localizado na cidade de Belém, Pará, Brasil, nas coordenadas geográficas de 01°22'45" S, 48°28'35" W, conforme mostrado nas figuras 2.1 e 2.2. O aeroporto possui cerca de 33.000 m² de área construída, e é o 16º aeroporto mais trafegado do país, conforme mostrado na tabela 1.6.

Figura 2.1 – Localização do Aeroporto Internacional de Belém-PA.



Fonte: <http://earth.google.com>, 2012.

Figura 2.2 – Vista do Aeroporto Internacional de Belém-PA.



Fonte: <http://www.infraero.gov.br>, 2012.

A área proposta inicialmente para a instalação do sistema é a cobertura do terminal aeroportuário, que possui aproximadamente 16.000 m² disponíveis para a instalação dos módulos, conforme mostrado na figura 2.3.

Figura 2.3 – Vista da cobertura do terminal aeroportuário de Belém.



Fonte: <http://earth.google.com>, 2012.

A cobertura do terminal aeroportuário foi escolhida em virtude de apresentar as características necessárias para a instalação do sistema fotovoltaico, pois não possui obstáculos para a incidência da radiação solar, como pode ser visto na figura 2.4, e não está prevista nenhuma utilização futura dessa área pela INFRAERO, além de ser totalmente livre de sombreamento.

Figura 2.4 – Vista lateral da cobertura do terminal aeroportuário de Belém.



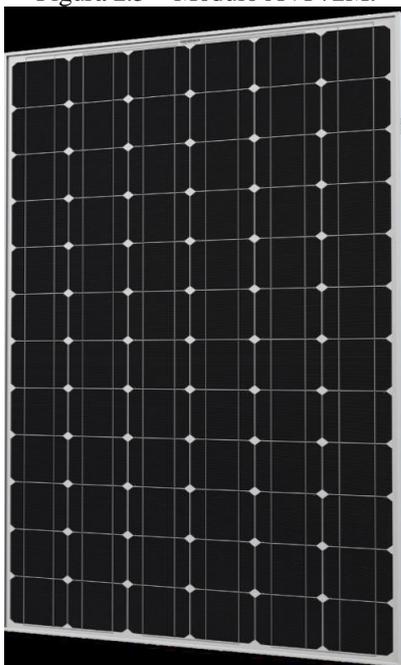
2.2 – Escolha dos Módulos Fotovoltaicos

Atualmente, encontram-se no mercado muitos módulos com alta potência, dentre os quais, podem-se citar: AVP72M (monocristalino) do fabricante AV Project, JKM280P-72 (policristalino) do fabricante JINKO Solar, JKM240M-60 (monocristalino) do fabricante JINKO Solar, KD235GX-LPB (policristalino) do fabricante Kyocera, PLUTO245-Wde (policristalino) do fabricante Suntech, M240 3BB (monocristalino) do fabricante BOSCH, PVL-144 (amorfo) do fabricante Uni-Solar, entre outros etiquetados pelo INMETRO.

Os módulos escolhidos para serem utilizados como referência no projeto foram os AVP72M e PVL-144 (Tabela INMETRO, 2012 – Anexo 1), visando à realização de uma melhor análise custo-benefício na escolha final do projeto. A escolha dos módulos teve como parâmetro a tabela do INMETRO de fevereiro de 2012. O módulo AVP72M possui classificação “A” quanto à sua eficiência e é o que apresenta maior potência máxima (300 Wp) quando comparado aos outros módulos cristalinos, o módulo PVL-144 possui classificação “C”; porém, entre os módulos amorfos essa é a melhor classificação, além de possuir potência máxima de 144 Wp, considerada alta quando comparada com os outros módulos amorfos classificados na tabela.

O módulo AVP72M (figura 2.5), do fabricante Isofotón, possui 72 células de Silício monocristalino em série, e potência nominal de 300 Wp, além de apresentar uma eficiência de 15,3%, conforme mostrado no Anexo 2.

Figura 2.5 – Módulo AVP72M.



Fonte: Catálogo do fabricante AV Project.

A tabela 2.1 apresenta as principais características elétricas (nas condições padrão) e físicas do módulo fotovoltaico AVP72M.

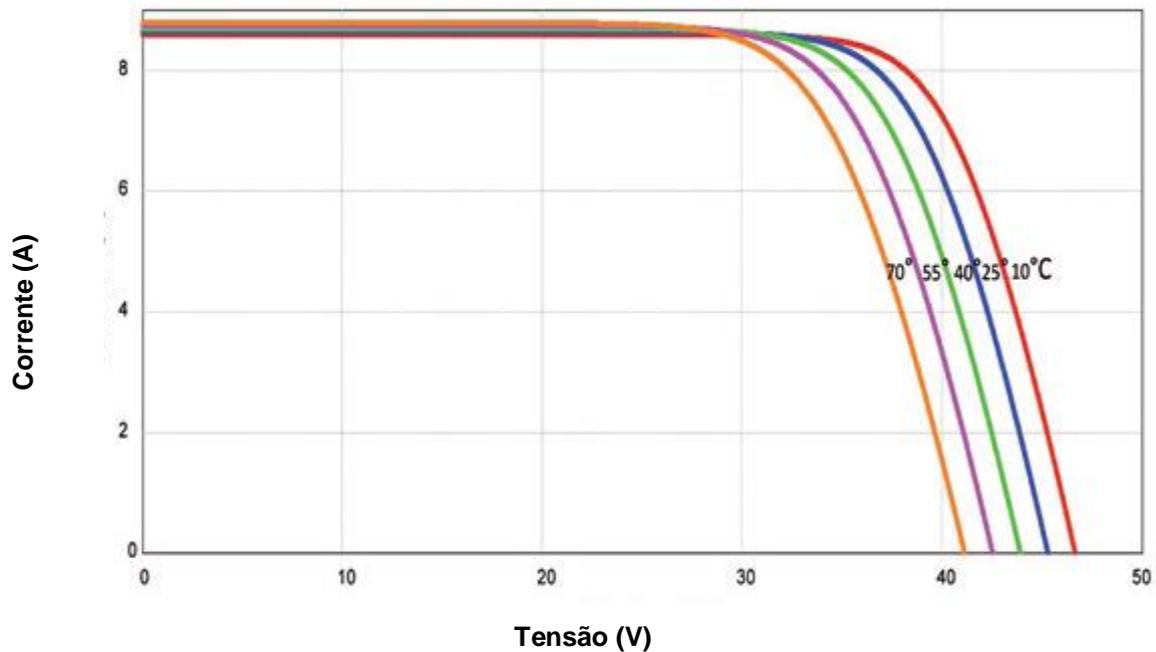
Tabela 2.1 – Dados elétricos e físicos do módulo AVP72M.

Potência elétrica máxima (Pmax)	300 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	36,87 V
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,6 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,15 A
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,77 A
Eficiência do módulo	15,3%
Peso	18,5 kg
Largura	997 mm
Comprimento	1.966 mm
Área	1,96 m ²
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	46 ± 2°C

Fonte: Catálogo do fabricante AV Project.

A figura 2.6 mostra a variação da característica IxV do módulo AVP72M, em função de diferentes valores de temperatura a 1.000W/m²

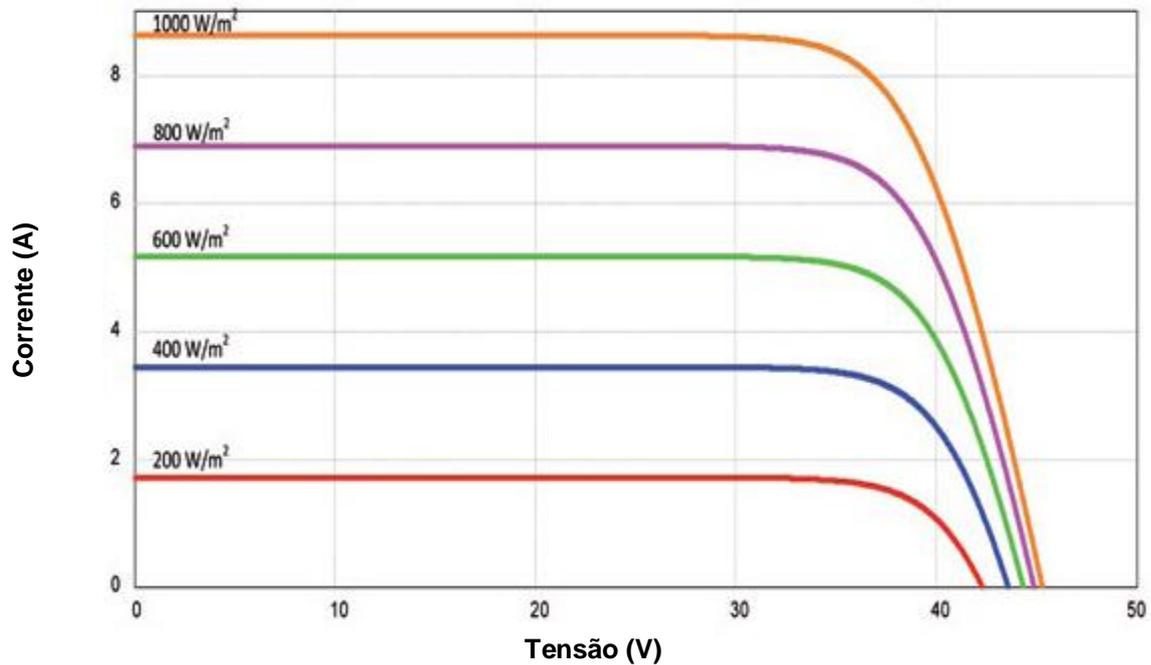
Figura 2.6 – Curvas características do módulo AVP72M em função da temperatura.



Fonte: Catálogo do fabricante AV Project.

A figura 2.7 mostra a variação da característica $I \times V$ do módulo AVP72M, em função de diferentes valores de irradiância a 25°C.

Figura 2.7 – Curvas características do módulo AVP72M em função da irradiância.



Fonte: Catálogo do fabricante AV Project.

O módulo PVL-144, mostrado na figura 2.8, do fabricante Uni-solar, possui 22 células de Silício amorfo com junção tripla, e potência nominal de 144 Wp.

Figura 2.8 – Módulo PVL-144.



Fonte: Catálogo do fabricante Uni-solar.

Apesar de possuir uma menor eficiência e uma menor vida útil, esse módulo também foi selecionado para análise, pois possui vantagens para ser usado em um clima tropical como o do Brasil. Ele apresenta uma boa absorção de energia solar em diferentes ângulos, o seu processo de fabricação é mais simples e barato, e ideal para grandes áreas.

A tabela 2.2 apresenta as principais características elétricas e físicas do módulo FV PVL-144.

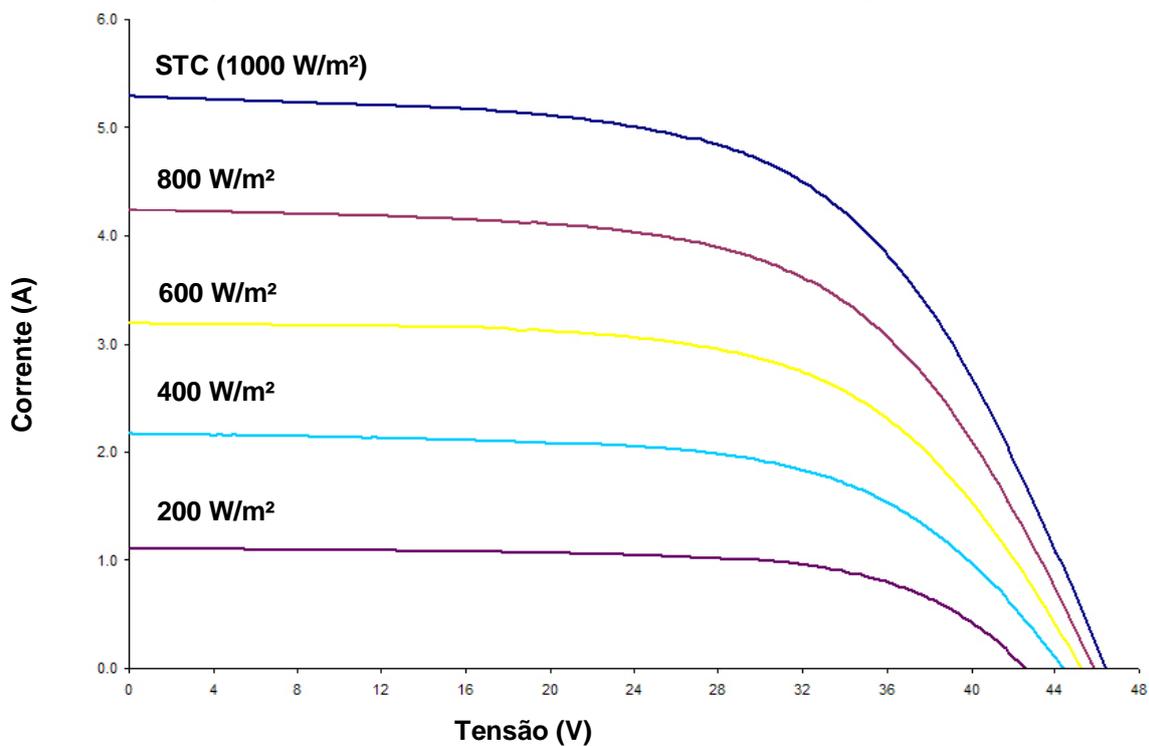
Tabela 2.2 – Dados elétricos e físicos do módulo PVL-144.

Potência elétrica máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	144 Wp
Tensão de máxima potência (V_{MP})	33,0 V
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	46,2 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	4,36 A
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	5,30 A
Eficiência	10%
Peso	7,7 kg
Largura	394 mm
Comprimento	5.486 mm
Área	2,2 m ²
Temperatura nominal de operação da célula (NOCT)	46°C

Fonte: Catálogo do fabricante Uni-Solar.

A figura 2.9 mostra a variação da característica IxV do módulo PVL-144, em função de diferentes valores de irradiância a 25°C.

Figura 2.9– Curvas características do módulo PVL-144 em função da irradiância.



Fonte: Catálogo do fabricante Uni-Solar.

Para o módulo de silício amorfo selecionado, o fabricante não apresenta em sua folha de dados a curva i-v com a variação da temperatura em uma dada irradiância. No entanto, os coeficientes de temperatura são fornecidos na folha de dados para a condição de irradiância igual a 1.000 W/m^2 e Massa de Ar (AM) 1,5, conforme apresentado no Anexo 3.

2.3 – Escolha do Inversor

Com o crescimento da utilização das fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade, atualmente encontram-se no mercado inúmeros inversores de alta qualidade. Como referência, citam-se as seguintes marcas: SMA, Fronius, Outback, Würth, dentre outros.

O inversor selecionado é do fabricante SMA, no seguinte modelo: Sunny Mini Central 11000TLRP-10, mostrado na figura 2.10.

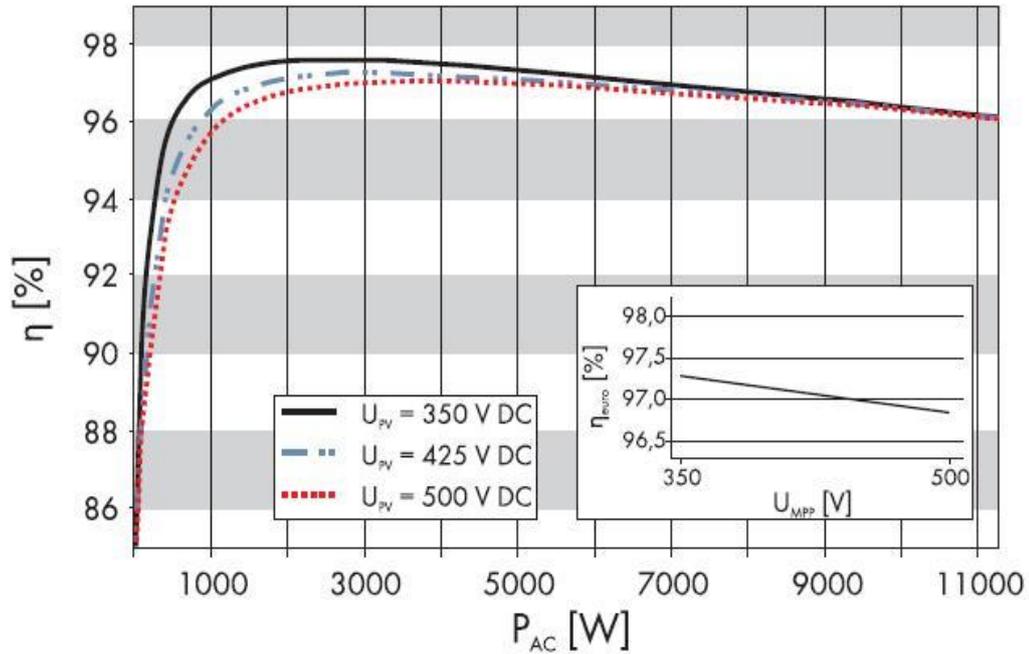
Figura 2.10 – Inversor SMC 11000TLRP-10.



Fonte: Catálogo do fabricante SMA.

A razão da escolha desse inversor deve-se ao fato de que o fabricante SMA é conceituado e seus inversores são de boa qualidade e bastante utilizados em projetos fotovoltaicos no mundo todo. Além disso, possuem boas curvas de eficiência, como mostrado nas figuras 2.11. A sua utilização é viável no Brasil, devido a possuírem tensão de saída compatível com a tensão padrão da rede elétrica, além de índice de proteção (IP) 65, permitindo a sua instalação na área externa ao terminal aeroportuário.

Figura 2.11 – Curvas de eficiência do inversor SMC 11000TLRP-10.



Fonte: Catálogo do fabricante SMA.

As principais características elétricas e físicas do inversor modelo SMC 11000TLRP-10 são apresentadas na tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Dados elétricos e físicos do inversor SMC 11000TLRP-10.

ENTRADA (CC)	
Potência máxima (Pmax)	11.400 W
Tensão de operação máxima (Vcc)	700 V
Faixa de tensão FV (Vcc)	333 V – 500 V
Corrente máxima de entrada (Icc)	34 A
SAÍDA (CA)	
Potência máxima (Pmax)	11.000 W
Tensão nominal de saída (Vca)	220 V – 240 V
Corrente máxima de saída	48 A
Grau de proteção	65 IP
Eficiência	97,7 %
Peso	35 kg
Largura	468 mm
Comprimento	613 mm
Área	0,3 m ²

Fonte: Catálogo do fabricante SMA.

Este inversor possui característica de instalação tanto para a área externa quanto para a área interna do terminal aeroportuário, além de ser de pequeno porte, não produzir ruído e nem ter partes móveis, não provocando grandes alterações no ambiente onde é instalado.

Se instalado na área externa, ou seja, junto aos módulos fotovoltaicos, abaixo deles na estrutura de suporte, protegido das intempéries, possui uma grande vantagem, que é a diminuição do cabeamento em corrente contínua dentro do ambiente interno da edificação, diminuindo assim perdas e riscos de acidentes com esse tipo de corrente elétrica.

2.4 – Propostas de Projetos

Para o estudo em questão são apresentadas duas propostas de projetos. Essas propostas são baseadas na utilização do modelo de eficiência de conversão do inversor SMC 11000TLRP-10, com o auxílio do programa computacional MATLAB[®], para o dimensionamento de um SFCR utilizando a combinação de cada modelo de módulo (monocristalino e amorfo), apresentados no item 2.2, com o inversor escolhido.

2.4.1 – Metodologia de Cálculo

2.4.1.1 – Gráfico de eficiência de conversão do inversor

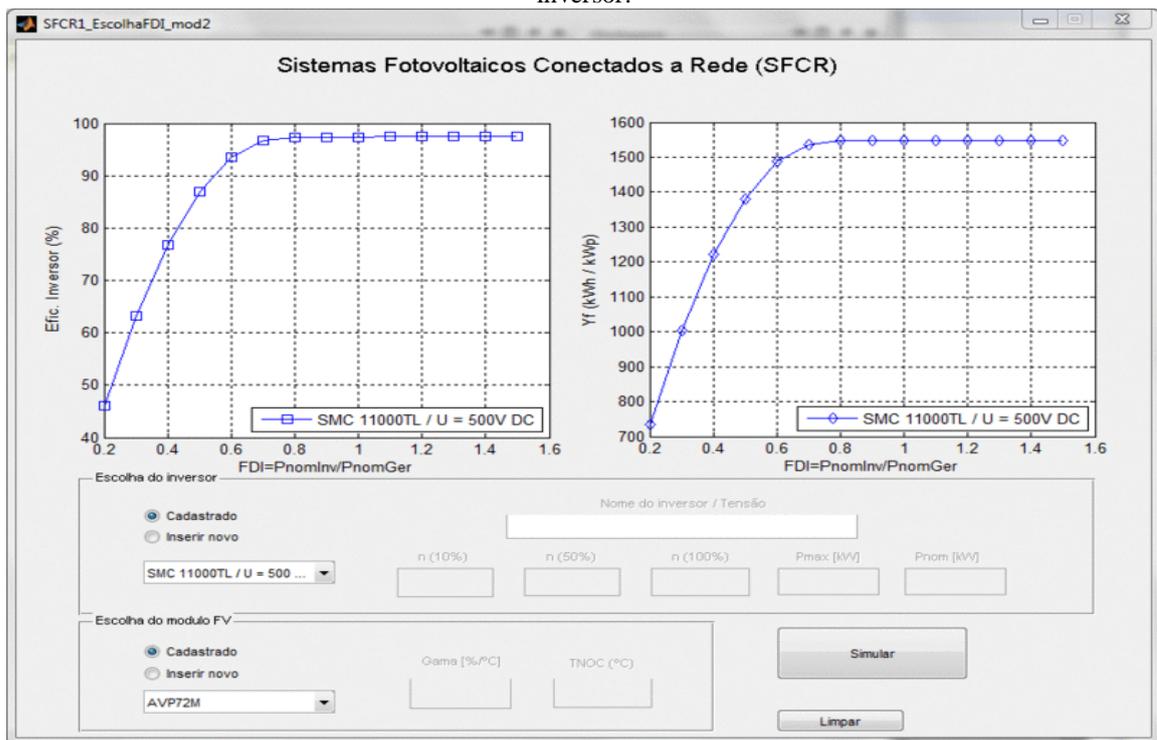
Para a obtenção do gráfico de eficiência do inversor foi utilizado um modelamento matemático conforme apresentado em Vasconcelos, F. M. & Figueiredo, G. (2010).

No modelamento matemático foram utilizados os dados de temperatura ambiente, irradiância no plano horizontal e irradiância a 10° de inclinação em relação ao plano horizontal. Também foram utilizados dados de eficiência do inversor a 10%, 50% e 100% de carregamento, a potência nominal (P_{nom}) e a máxima admissível (P_{max}) do inversor, coeficiente de perda de potência por temperatura (γ) e a temperatura nominal de operação da célula (TNOC) dos módulos fotovoltaicos, modelos AVP72M e PVL-144.

O modelo que é apresentado tem como base para o estudo de modelagem matemática para geradores FV. Por questão de simplicidade e compromisso com a confiabilidade, também é estudado e comparado o modelo simplificado de Gow e Manning, o qual é usado para análise do comportamento de módulos fotovoltaicos mediante variação de parâmetros como temperatura da célula (T_j), irradiância no plano do gerador fotovoltaico (H), fator de idealidade do diodo(n), resistência série (R_S) e resistência paralelo ou shunt (R_{Sh}). Para este último caso, o valor de R_{Sh} não é calculado, mas são introduzidos valores distintos para verificação do comportamento das curvas I-V e P-V.

O objetivo deste procedimento é determinar o fator de dimensionamento do inversor (FDI) de SFCRs através da observação do comportamento da curva de produtividade (Y_f x FDI). Além disso, é possível visualizar a eficiência do inversor de acordo com o FDI que se deseja utilizar, e os valores obtidos nas duas curvas são anuais, conforme mostrado na figura 2.12.

Figura 2.12 – Interface do programa utilizado para dimensionamento do FDI e visualização da eficiência do inversor.



2.4.1.2 - Determinação da potência do gerador fotovoltaico a ser conectado ao inversor

Após a escolha do tipo de inversor, do módulo a ser utilizado e de um valor adotado específico de FDI, calcula-se a potência do subsistema do gerador fotovoltaico, através da equação 2.1.

$$P_G = \frac{P_{inv}}{FDI} \quad (2.1)$$

onde:

FDI – Fator de dimensionamento do inversor;

P_{inv} – Potência nominal do inversor;

P_G – Potência do subsistema do gerador fotovoltaico.

2.4.1.3 – Determinação do número módulos e sua configuração

Após a determinação da potência do subsistema, determina-se a quantidade de módulos necessária, através da equação 2.2. A potência máxima dos módulos pode ser vista nas tabelas 2.1 e 2.2.

$$N = \frac{P_G}{P_M} \quad (2.2)$$

onde:

N – Número de módulos fotovoltaicos;

P_M – Potência máxima dos módulos.

Após a determinação do número de módulos como o maior número inteiro inferior ao valor calculado, pois assim se garante o FDI, é feita a determinação do número de fileiras (*strings*), ou seja, como o gerador fotovoltaico será configurado, através das inequações 2.3 e 2.4. É importante observar as faixas de tensão de operação do inversor, para que os valores obtidos não ultrapassem os limites de operação, indicados na tabela 2.3.

$$V_{Smin} < V_{OC} \times N_S < V_{Smax} \quad (2.3)$$

$$V_{MPmin} < V_{MP} \times N_S < V_{MPmax} \quad (2.4)$$

onde:

N_S – Número de módulos fotovoltaicos em série;

V_{Smin} – Valor mínimo de operação na faixa de tensão do inversor;

V_{Smax} – Valor máximo de operação na faixa de tensão do inversor.

De acordo com os cálculos apresentados, encontra-se um número de módulos que são ligados em série, gerando o máximo nível de tensão que o arranjo fotovoltaico pode alcançar, de modo que não provoque nenhum dano ao inversor. Logo, o número de fileiras de módulos ligadas em paralelo será encontrado através da equação 2.5, devendo o resultado ser arredondada para o número inteiro mais próximo.

$$N_p = \frac{N}{N_S} \quad (2.5)$$

onde:

N_p – Número de fileiras de módulos fotovoltaicos ligadas em paralelo.

2.4.1.4 – Determinação da potência do subsistema do gerador fotovoltaico

Após determinar a configuração e a quantidade de módulos por subsistema fotovoltaico, a potência do subsistema do gerador é revalidada pela equação 2.6.

$$P_G = N \times P_m \quad (2.6)$$

2.4.1.5 – Determinação da quantidade de subsistemas e da potência máxima do gerador

Verifica-se a área disponível para a instalação do SFCR e, através da equação 2.7, calcula-se o número de subsistemas para a área do SFCR. Porém, é necessário conferir a situação real disponível da área para acomodação dos subsistemas, verificando como será distribuída e qual a quantidade real dos subsistemas que podem ser instalados.

$$N_{FV} = \frac{A}{A_M} \quad (2.7)$$

onde:

N_{FV} – Número de subsistemas fotovoltaicos;

A – Área disponível para instalação do sistema fotovoltaico;

A_M – Área do gerador fotovoltaico do subsistema.

Com a obtenção do número total de subsistemas fotovoltaicos instalados, a potência máxima gerada pelo sistema é calculada pela equação 2.8.

$$P_{MAX} = N_{FV} \times P_G \quad (2.8)$$

onde:

P_{MAX} – Potência máxima gerada pelo sistema fotovoltaico.

Ao final de cada proposta é apresentada uma tabela resumo do projeto, o diagrama unifilar de um subsistema, e uma proposta de disposição dos módulos na área destinada ao SFCR.

2.4.2 - Proposta 1

Esta proposta é referente à utilização do módulo AVP72M, monocristalino, com o inversor SMC 11000TLPR-10.

A eficiência média anual do inversor em função do FDI é mostrada na figura 2.13 e a produtividade anual do sistema (Y_f) em função do FDI na figura 2.14. Ambas as figuras são

para as condições da cidade de Belém-PA e foram obtidas através da ferramenta computacional mostrada no item 2.4.1.1.

Figura 2.13 – Eficiência média anual do inversor em função do FDI para a proposta 1.

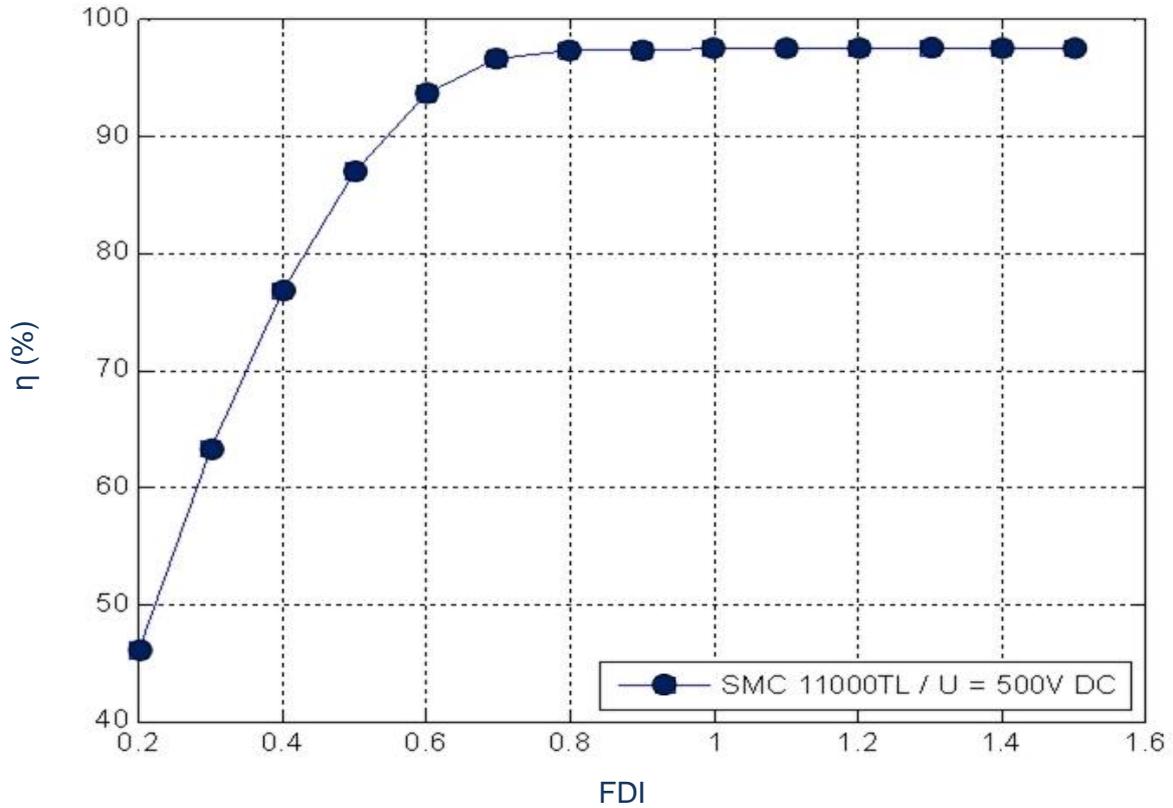
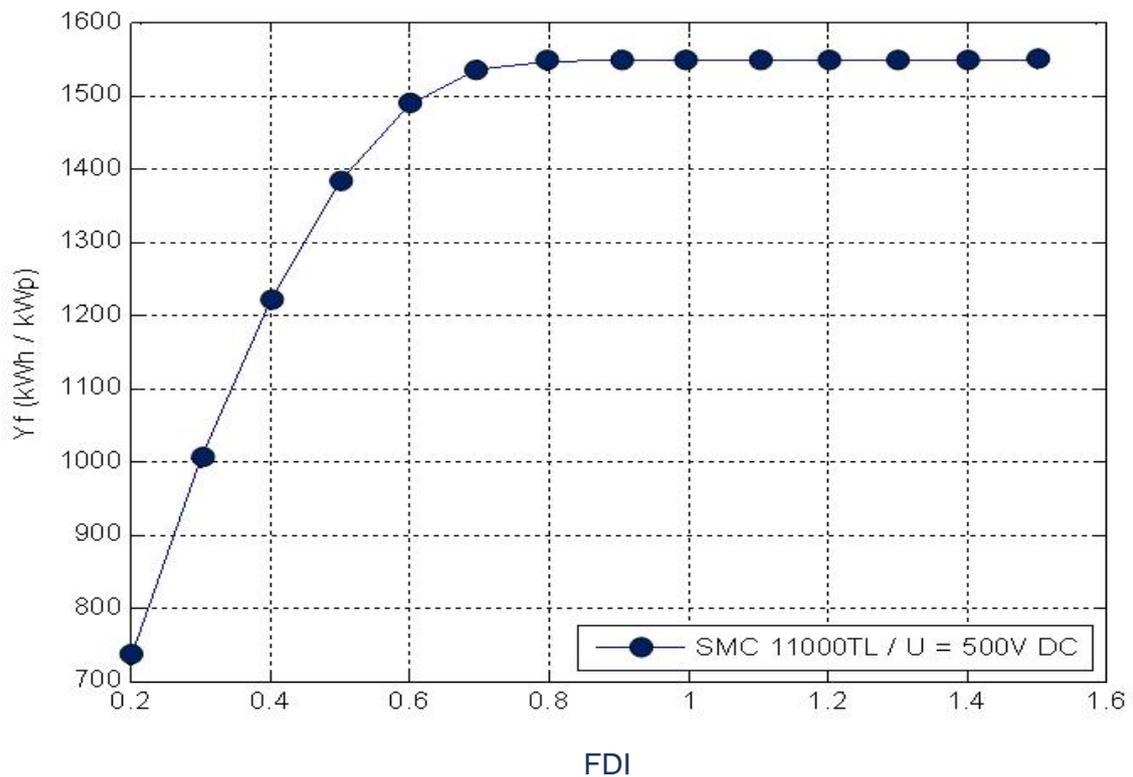


Figura 2.14 – Produtividade anual do SFCCR em função do FDI para a proposta 1.



A eficiência média anual do inversor fica muito próxima da eficiência máxima do inversor, de aproximadamente 96% (figura 2.13), quando o FDI é superior a 0,7. O mesmo acontece para o gráfico apresentado na figura 2.14, onde se verifica que a produtividade do sistema é próxima da máxima obtida quando o FDI é igual ou superior a 0,7.

O FDI é determinado pela curva do gráfico de produtividade do sistema (figura 2.14), visto que nela são consideradas todas as perdas envolvidas, tais como: perdas de autoconsumo, perdas por queda de tensão nos circuitos eletrônicos do inversor e perdas resistivas nos módulos e inversor.

Quando se tem o FDI baixo em geral o inversor opera com melhor rendimento, pois irá operar próximo ao ponto de máxima potência (MPP). A figura 2.14 mostra que o valor de 0,9 é o menor valor em que o inversor começa a ter uma produtividade constante.

O valor de FDI adotado é igual a 0,9, para obtenção de uma melhor eficiência do inversor, e a potência do inversor é 11.400 Wp. Logo, de acordo com a equação 2.1, a potência nominal do subsistema é 12.666 Wp.

Após a determinação da potência do subsistema, determina-se a quantidade necessária de módulos, através da equação 2.2. A potência máxima do módulo pode ser vista na tabela 2.1. O número de módulos neste caso é aproximadamente 42,22, sendo considerados 42 módulos.

Determinado o número de módulos, é feita a escolha da montagem do sistema. Vale lembrar que a tensão do inversor está na faixa de 333 V a 500 V, conforme mostrado na tabela 2.3, e as tensões dos módulos são: $V_{oc} = 45,6$ V e $V_{mp} = 36,87$ V, conforme visto na tabela 2.1. Logo, de acordo com as inequações 2.3 e 2.4, tem-se:

$$333V \leq 45,6 \times N_s \leq 500 V$$

$$45,6 \times 10 = 456 V$$

e

$$333V \leq 36,87 \times N_s \leq 500 V$$

$$36,87 \times 10 = 368,7 V$$

De acordo com os cálculos realizados, nota-se que a condição de 10 módulos por fileira fornece tensão adequada ao inversor, mesmo o valor de V_{oc} não sendo o seu máximo, visto que a temperatura média local é superior a 25°C.

Usando a equação 2.5, determina-se um subsistema de 4 fileiras com 10 módulos cada, totalizando a quantia de 40 módulos por subsistema, reduzindo o número de módulos

inicialmente determinado, para uma melhor configuração do subsistema. De acordo com a equação 2.6, a potência do gerador será de 12.000 Wp.

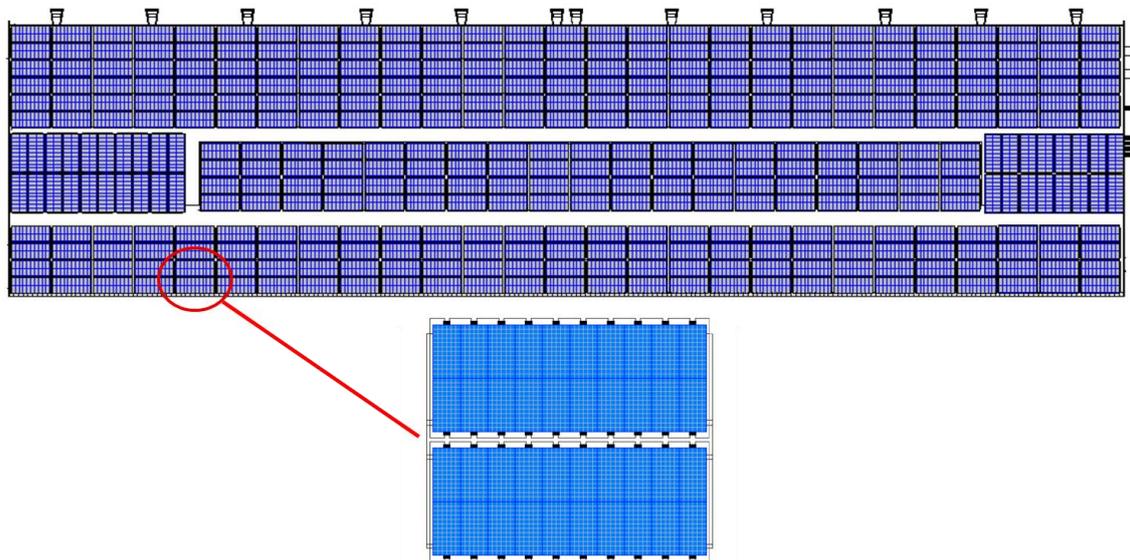
$$40 \times 300 \text{ Wp} = 12.000 \text{ Wp}$$

Como cada módulo possui aproximadamente $1,96 \text{ m}^2$, 40 módulos possuem uma área de aproximadamente $78,4 \text{ m}^2$. A área disponível para a instalação do sistema é de aproximadamente 16.000 m^2 , que é referente à área da cobertura do terminal aeroportuário. De acordo com a equação 2.7, o número de subsistemas é de 204 unidades.

Porém, de acordo com a realidade da área disponível, simulou-se quantos subsistemas seriam acomodados adequadamente na cobertura do terminal aeroportuário, e verificou-se ser possível a instalação de 191 subsistemas, conforme mostrado na figura 2.15.

Foi considerado espaçamento entre os módulos e cada subsistema, para facilitar a passagem para a realização de montagem, manutenção e limpeza. Considerando o peso dos módulos, o sistema todo possui aproximadamente 148.025 kg de carga distribuída em uma área de aproximadamente 16.000 m^2 , resultando em menos de 9 kg/m^2 , o que não acarreta problemas para a estrutura do terminal.

Figura 2.15 – Simulação de instalação dos subsistemas na cobertura do terminal aeroportuário para a proposta 1.



Com o total de 191 subsistemas FV, de acordo com a equação 2.8, a potência máxima nominal do sistema é de 2.292.000 Wp, ou seja, aproximadamente 2,3 MWp.

A tabela 2.5 apresenta um resumo dos dados da proposta 1, utilizando o inversor SMC 11000TLPR-10 e o módulo AVP72M.

Tabela 2.4 – Resumo da proposta 1.

Total de módulos por subsistema	40
Nº de módulos por fileira	10
Nº de fileiras	4
Potência gerada por cada subsistema fotovoltaico (Wp)	12.000
Total de subsistemas fotovoltaicos	191
Potência nominal aproximada do sistema fotovoltaico (MWp)	2,3

As figuras 2.16 e 2.17 apresentam os diagramas unifilares da proposta 1.

Figura 2.16 – Diagrama unifilar de um dos 191 subsistemas da proposta 1.

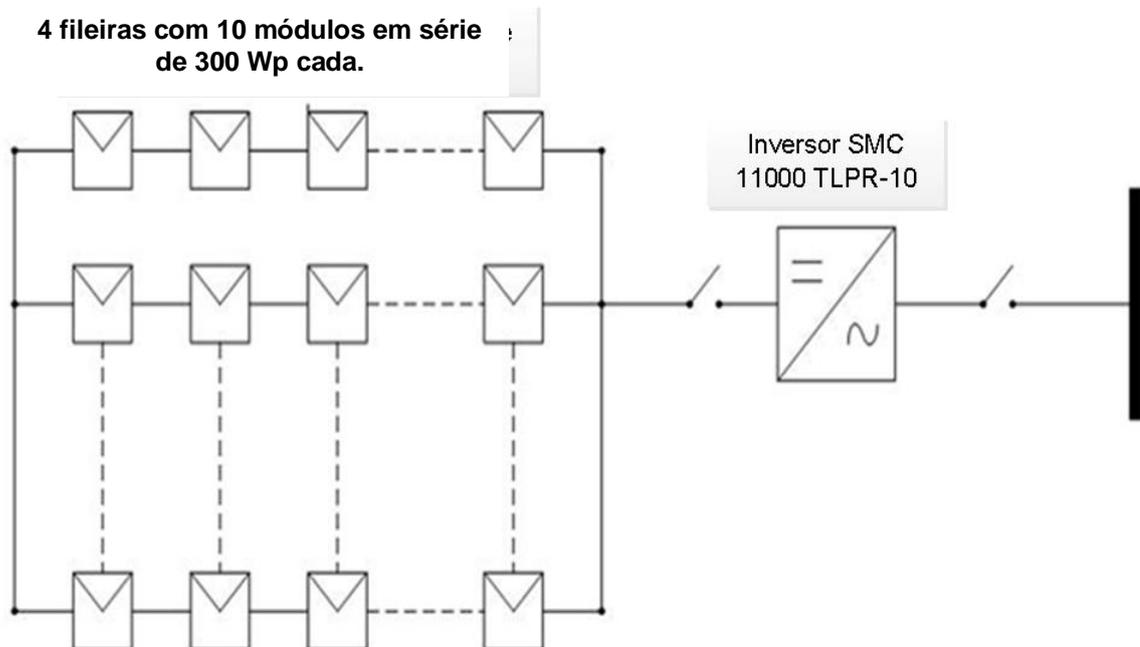
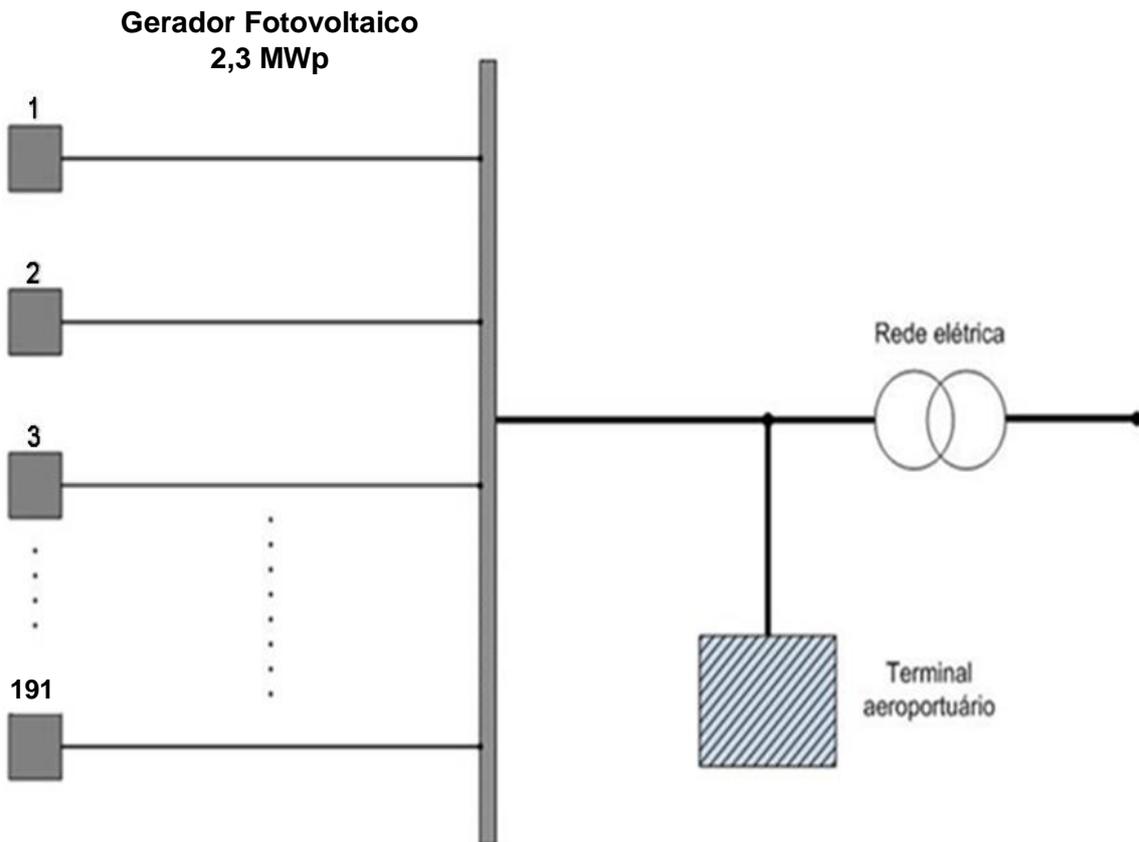


Figura 2.17 – Diagrama unifilar do SFCR da proposta 1.



2.4.3 – Proposta 2

Esta proposta é referente à utilização do módulo PVL-144, amorfo, com o inversor SMC 11000TLPR-10.

A eficiência média anual do inversor em função do FDI é mostrada na figura 2.18 e a produtividade anual do sistema (Y_f) em função do FDI é mostrada na figura 2.19. Ambas as figuras estão com condições para a cidade de Belém-PA e foram obtidas através do modelamento matemático empregado no programa computacional apresentado no item 2.4.1.1.

Figura 2.18 – Eficiência média anual do inversor em função do FDI para a proposta 2.

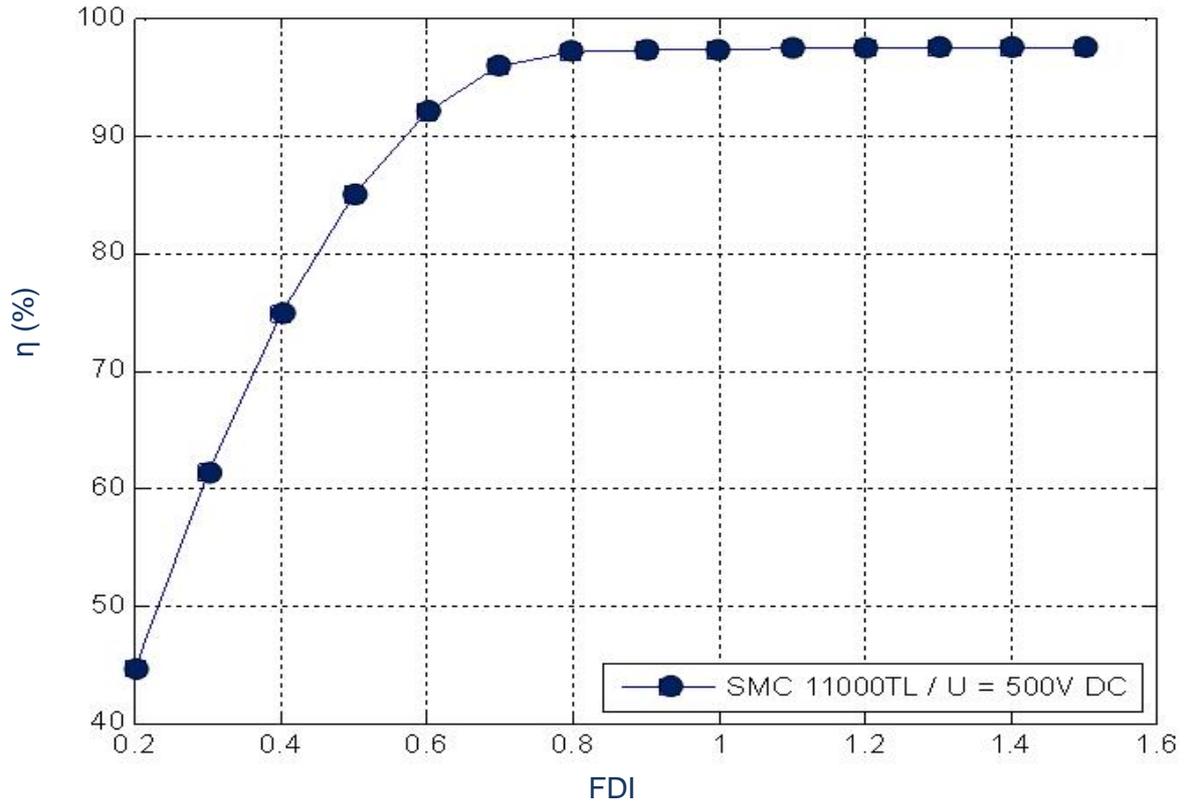
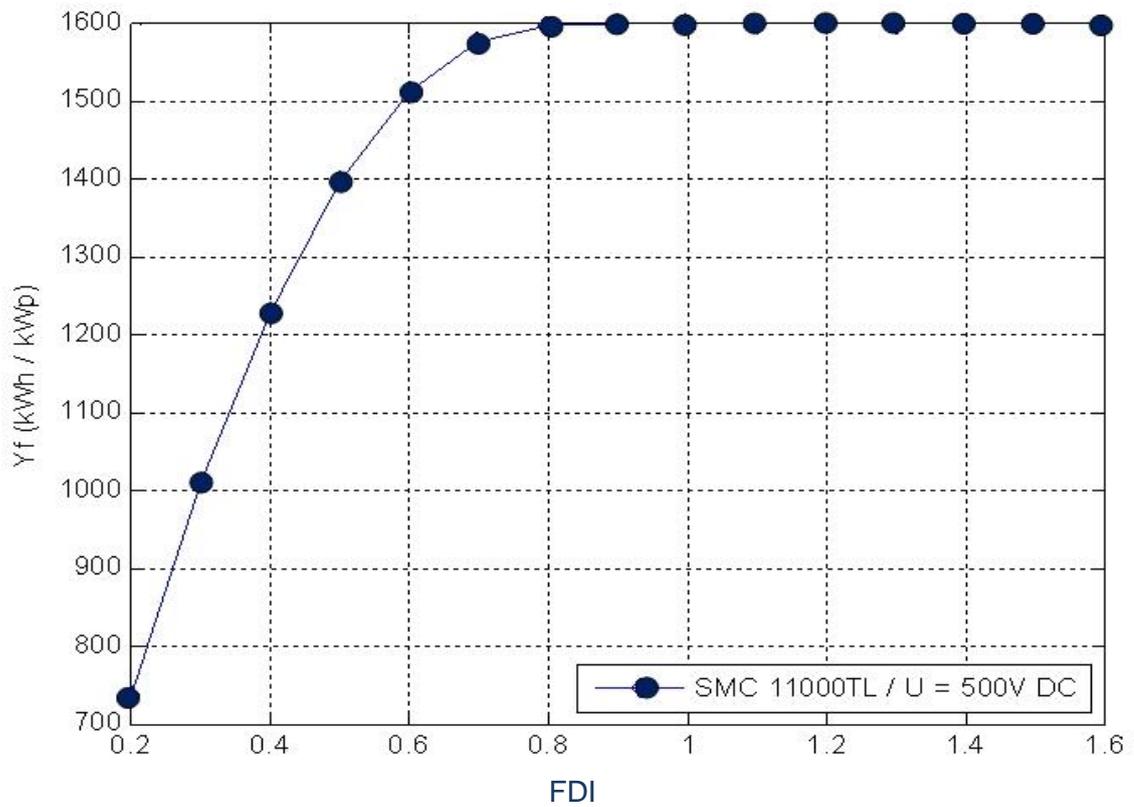


Figura 2.19 – Produtividade anual do SFCR em função do FDI para a proposta 2.



A eficiência média anual do inversor fica muito próxima da eficiência máxima do inversor, de aproximadamente 98% (figura 2.18), quando o FDI é superior a 0,7. O mesmo acontece com a produtividade do sistema, que é próxima da máxima obtida quando o FDI é igual ou superior a 0,7.

A figura 2.19 mostra que o valor de 0,9 é o menor valor em que o inversor começa a ter uma produtividade constante.

O valor de FDI adotado é igual a 0,9, para obtenção de uma melhor eficiência do inversor, e a potência do inversor é 11.400 Wp. Logo, de acordo com a equação 2.1, a potência gerada pelo sistema será de 12.666 Wp.

Após a determinação da potência gerada pelo subsistema, determina-se a quantidade de módulos necessária, através da equação 2.2. A potência máxima do módulo pode ser vista na tabela 2.2. O número de módulos é de aproximadamente 87,96, sendo considerados 88 módulos.

Determinado o número de módulos, é feita uma verificação do sistema, ou seja, é definido como ele será montado. Vale lembrar que a tensão de entrada do inversor está na faixa de 333 V a 500 V, conforme mostrado na tabela 2.3, e as tensões dos módulos são: $V_{oc} = 46,2$ V e $V_{mp} = 33,0$ V, conforme visto na tabela 2.2. Logo, de acordo com as inequações 2.3 e 2.4, tem-se:

$$333V \leq 46,2 \times N_s \leq 500 V$$

$$46,2 \times 11 = 508,2 V$$

e

$$333V \leq 33,0 \times N_s \leq 500 V$$

$$33,0 \times 11 = 363 V$$

De acordo com os cálculos realizados, nota-se que a condição de 11 módulos por fileira apresenta tensão necessária, e que não provoca nenhum dano ao inversor, apesar da tensão de circuito aberto ultrapassar ligeiramente a faixa de tensão exigida pelo inversor.

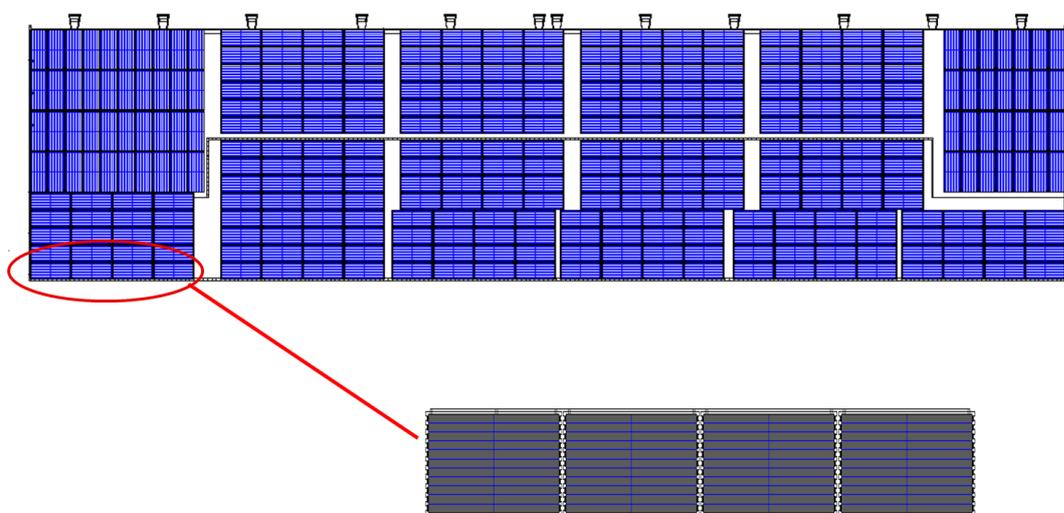
Utilizando a equação 2.5, determina-se um subsistema de 8 fileiras com 11 módulos cada, totalizando a quantia de 88 módulos por subsistema, conforme já tinha sido determinado. Logo, a potência do gerador será de 12.672 Wp, pois, de acordo com a equação 2.6:

$$88 \times 144 = 12.672 Wp$$

Cada módulo possui aproximadamente $2,16 \text{ m}^2$; logo, 88 módulos possuem uma área de aproximadamente $190,08 \text{ m}^2$. A área disponível para a instalação do sistema é de aproximadamente 16.000 m^2 , que é referente à área da cobertura do terminal aeroportuário. De acordo com a equação 2.7, o número de subsistemas é de 84 unidades.

Porém, de acordo com a realidade da área disponível, simulou-se quantos subsistemas seriam acomodados adequadamente na cobertura do terminal aeroportuário, e verificou-se ser possível a instalação de 82 subsistemas, conforme mostrado na figura 2.20.

Figura 2.20 – Simulação de instalação dos subsistemas na cobertura do terminal aeroportuário para a proposta 2.



Foi considerado espaçamento entre os módulos e cada subsistema, para facilitar a passagem para a realização de montagem, manutenção e limpeza. Considerando o peso dos módulos, o sistema todo possui aproximadamente 55.563 kg de carga distribuída em uma área de aproximadamente 16.000 m^2 , resultando em menos de 4 kg/m^2 , o que não acarreta problemas para a estrutura do terminal.

Com o total de 82 subsistemas FV, de acordo com a equação 2.8, a potência máxima gerada pelo sistema será de $1.039.104 \text{ Wp}$, ou aproximadamente $1,04 \text{ MWp}$.

A tabela 2.5 apresenta um resumo de dados da proposta 2, utilizando inversores SMC 11.000TKPR-10 e módulos PVL-144.

Tabela 2.5 – Resumo da proposta 2 para o projeto.

Total de módulos por subsistema	88
Nº de módulos por fileiras	11
Nº de fileiras	8
Potência gerada por cada subsistema fotovoltaico (Wp)	12.672
Total de subsistemas fotovoltaico	82
Potência máxima gerada pelo sistema fotovoltaico (MWp)	1,04

As figuras 2.21 e 2.22 apresentam os diagramas unifilares da proposta 2.

Figura 2.21 – Diagrama unifilar de um dos 82 subsistemas da proposta 2.

8 fileiras com 11 módulos em série de 144 Wp cada.

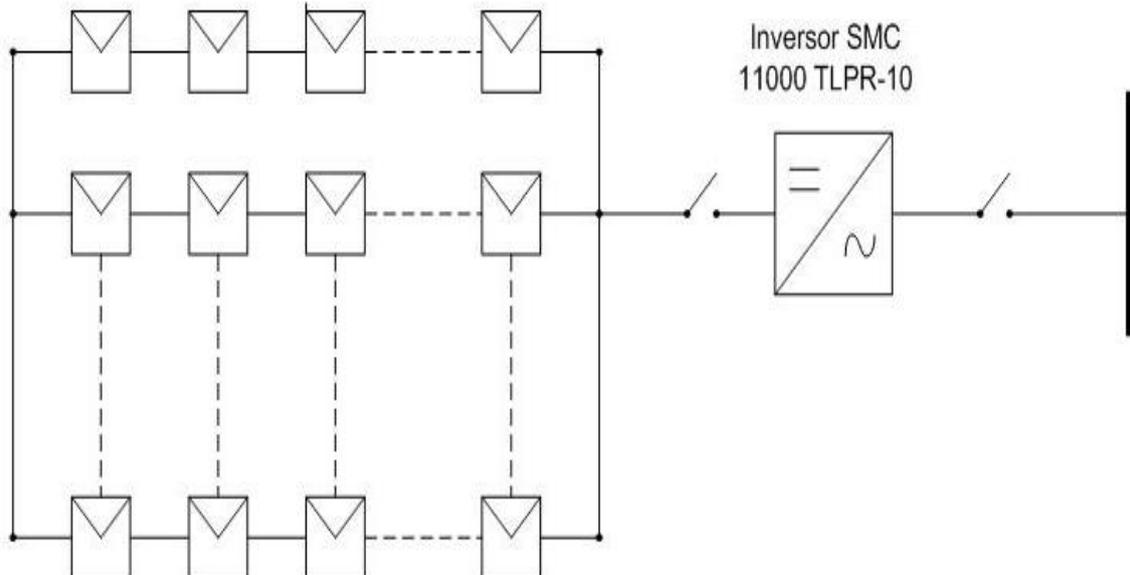
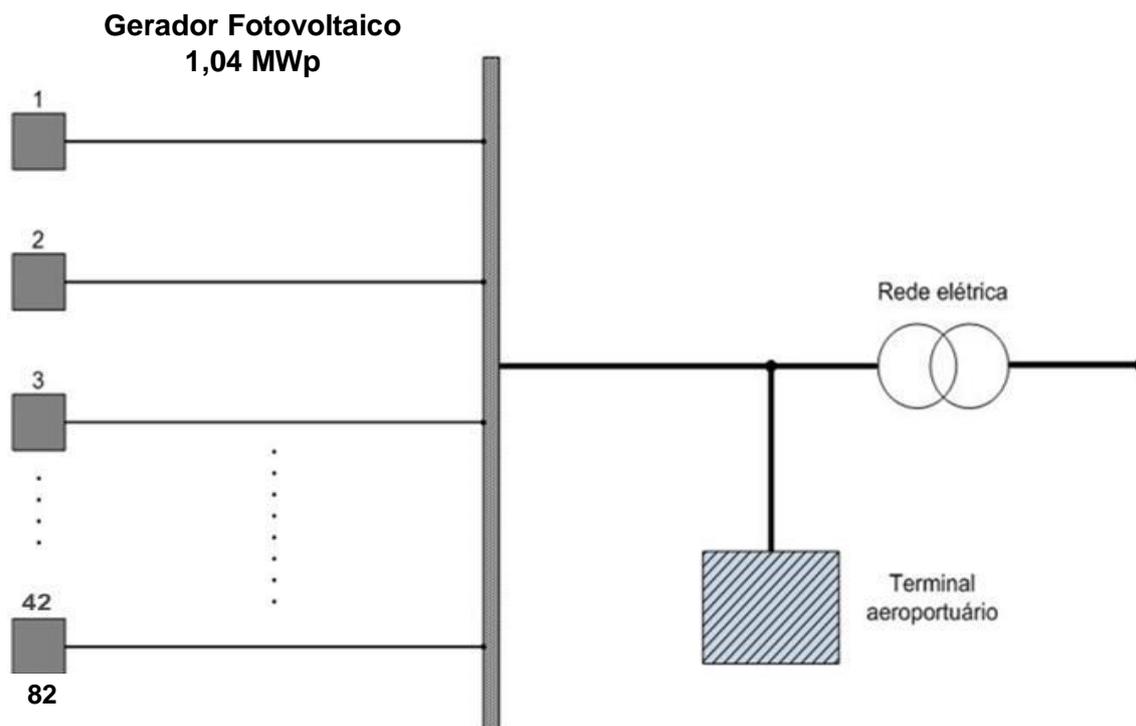


Figura 2.22 – Diagrama unifilar do SFCR da proposta 2.



2.4.4 – Resumo das propostas

A tabela 2.6 mostra um resumo das propostas de projeto do SFCR.

Tabela 2.6 – Resumo das propostas para o projeto do SFCR.

	Proposta 1	Proposta 2
Total de módulos por subsistema	40	88
Nº de módulos por fileiras	10	11
Nº de fileiras	4	8
Potência gerada por cada subsistema fotovoltaico (Wp)	12.000	12.672
Total de subsistemas fotovoltaicos	191	82
Potência máxima gerada pelo sistema fotovoltaico (MWp)	2,3	1,04

A proposta 1 é a que apresenta maior potência fornecida pelo sistema fotovoltaico, devido à disponibilidade de serem acomodados mais subsistemas na cobertura do terminal aeroportuário, mais que o dobro da proposta 2.

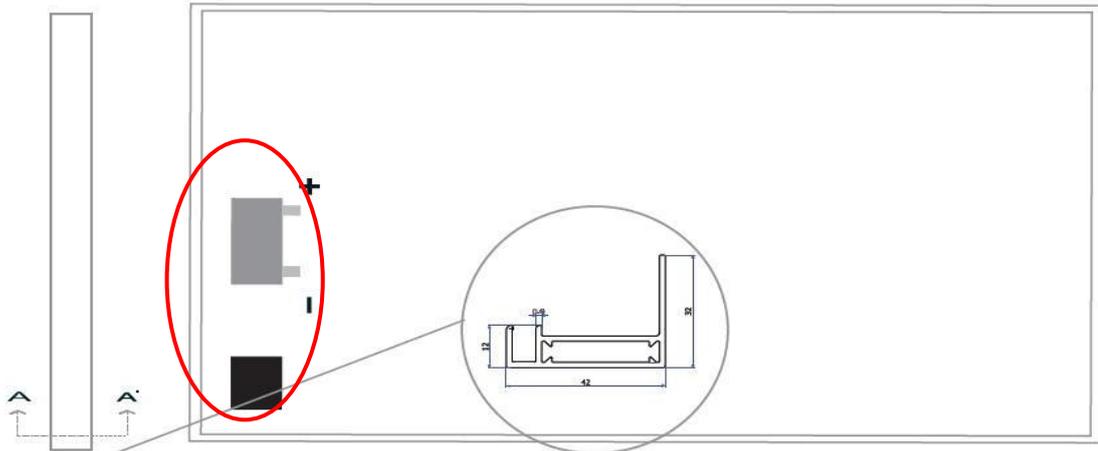
2.5 – Tipos de Ligações

As ligações de um SFCR devem ser executadas de acordo com a disposição dos módulos FV na estrutura , e devem seguir as indicações da NBR 5410.

A melhor forma de conexão entre os módulos deve ser aquela que apresenta a menor complexidade na montagem, com o menor custo.

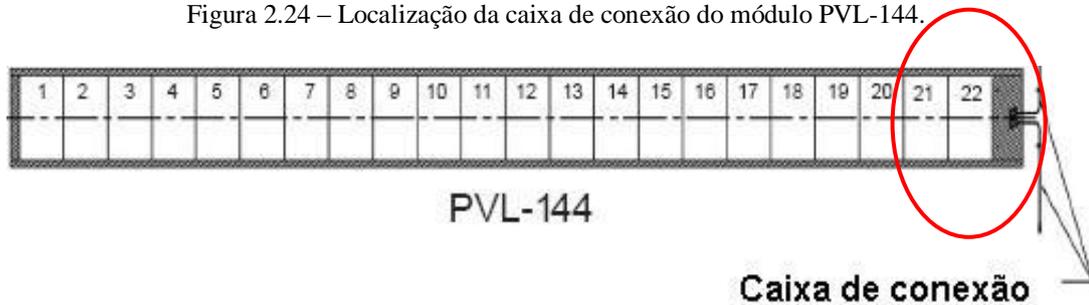
Os módulos devem estar ligados entre si, através de cabos de $\varnothing 4 \text{ mm}^2$ que saem da caixa de conexão conforme mostrado nas figuras 2.23 e 2.24, referentes aos módulos AVP72M e PVL-144, respectivamente.

Figura 2.23 – Localização da caixa de conexão do módulo AVP72M.



Fonte: Catálogo do fabricante AV Project.

Figura 2.24 – Localização da caixa de conexão do módulo PVL-144.



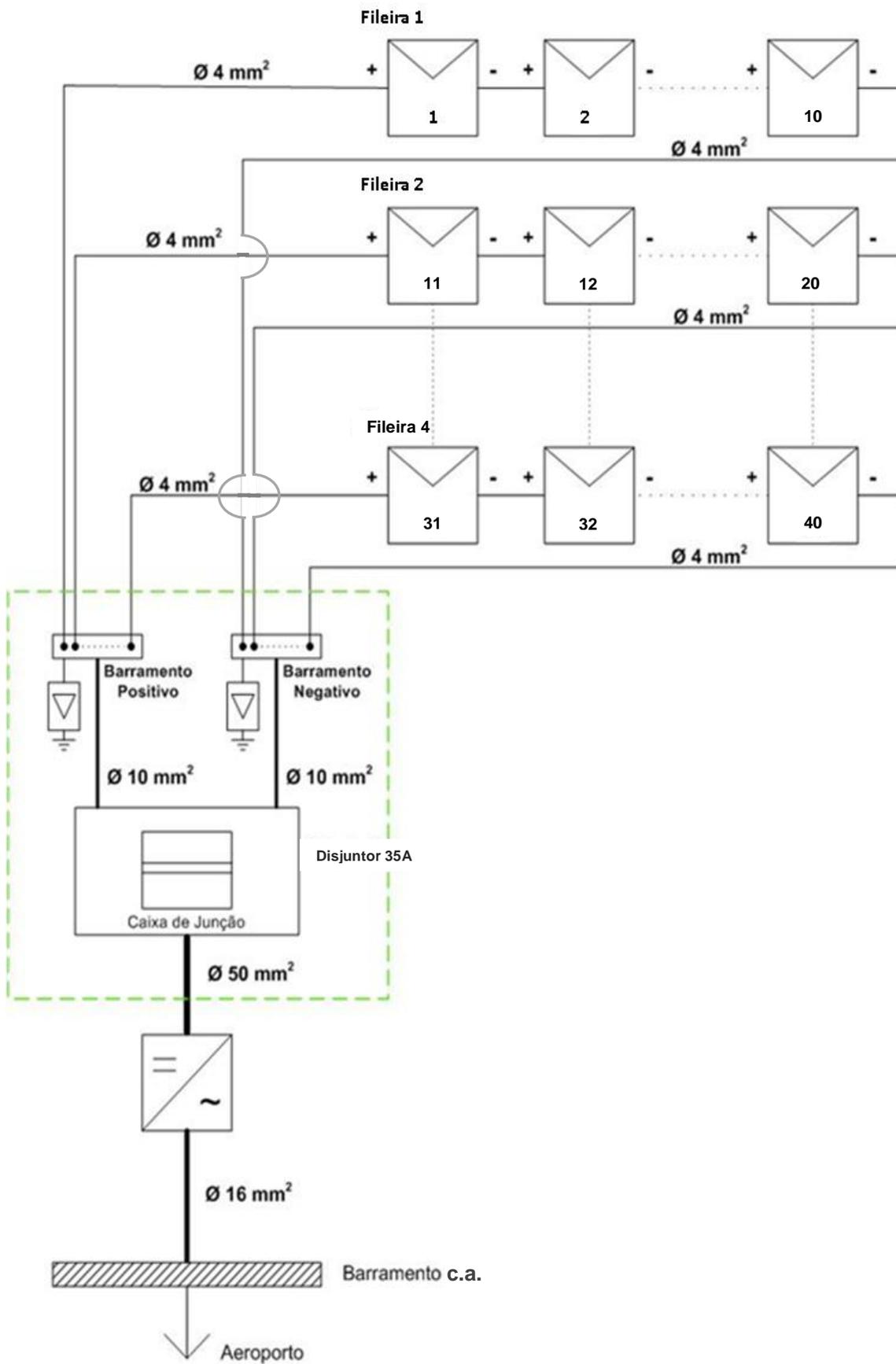
Fonte: Catálogo do fabricante Uni-Solar.

A figura 2.25 mostra o exemplo de um diagrama de ligações para um subsistema da proposta 1.

Nas ligações de cada subsistema leva-se em consideração:

- A corrente de cada módulo fotovoltaico;
- A quantidade de fileiras em paralelo;
- A distância de instalações: dos módulos FV; dos módulos FV para a caixa de junção; da caixa de junção para o inversor; e do inversor para o barramento c.a. do quadro.

Figura 2.25 – Diagrama de ligações para um subsistema da proposta 1.



Conforme mostrado na figura 2.25, as ligações em paralelo de cada fileira de um subsistema são feitas em dois barramentos c.c., sendo um positivo e outro negativo, para em seguida serem enviados a uma caixa de junção, onde estão instalados os dispositivos de proteção contra surtos. O barramento consistirá de 03 barras de cobre retangulares em paralelo de 4"x1/2" por fase, totalizando nove barras para o sistema trifásico. Com a sugestão de interligação de 64 inversores aos barramentos de duas fases e 63 aos barramentos da outra fase.

A caixa de junção possui um disjuntor de 35 A, de onde saem os cabos que são conduzidos por meio de eletroduto até o local onde estão abrigados os inversores. Para cada subsistema há uma caixa de junção e um inversor.

Após o recebimento da potência c.c. e sua conversão, o inversor trifásico injeta potência c.a. no barramento correspondente, que posteriormente será conduzida para medição e consumo do aeroporto.

A proposta 2 segue o mesmo esquema de ligação da figura 2.25, sendo alterada as ligações em série e paralelo dos módulos, mantendo o mesmo cabeamento. E o barramento consistirá de 01 barra de cobre retangular de bitola 4"x1/2" por fase. Com a sugestão de interligação de 27 inversores em duas fases e 28 em uma fase.

O cabeamento utilizado na instalação do sistema fotovoltaico segue o padrão semelhante ao realizado em instalações elétricas convencionais. Entretanto, algumas diferenças devem ser citadas, principalmente o fato de operarem em corrente contínua do ponto de geração até a entrega ao inversor.

O dimensionamento do lado c.a. é mais crítico para o subsistema de geração fotovoltaica, por apresentar possibilidades de diferentes configurações, apresentando também maior variação de corrente em seus circuitos.

Para se obter uma boa qualidade da instalação, foram seguidas algumas recomendações no momento do dimensionamento dos condutores, tais como:

- A queda de tensão admissível entre os ramos c.c. do sistema (ΔV), não pode ultrapassar 3% entre os módulos e o inversor;
- Para as seções retas nominais dos cabos, independentemente do valor obtido em tabelas ou cálculos, recomenda-se mínima seção de 4 mm² entre os módulos.

As seções dos cabos das ligações dos módulos até a caixa de junção foram determinadas diretamente pela NBR-5410 (para dimensionamento de capacidade de condução de corrente e queda de tensão), que apresenta tabelas que indicam a seção reta nominal do

cabo a ser utilizado, devido a não serem consideradas as distâncias entre eles, visto que a caixa de junção está o mais próximo possível dos módulos.

A equação 2.9, foi usada na determinação das seções dos cabos de cobre, de ligação da caixa de junção até o inversor, e do inversor até o barramento de recepção dos cabos dos inversores de cada subsistema.

$$S = \frac{0,3 \cdot t \cdot I}{\Delta V} \quad (2.9)$$

onde:

ΔV – queda de tensão admissível entre os ramos CC do sistema;

t – distância verificada entre cada equipamento, em metros;

I – valor da corrente em cada ramo, em ampères.

O diâmetro comercial adotado foi o mais próximo do valor resultante da equação 2.9. Para os cabos de ligação da caixa de junção até o inversor, na condição de limite máximo de 100 m de distância entre eles, o diâmetro determinado foi de 50 mm². Entre o inversor e o barramento de entrada/saída de energia elétrica, o cabo deve ser de Ø 16 mm², na condição de limite máximo de 25 m de distância entre eles. Com isto, a queda de tensão para ambos não foi superior a 1%.

2.6 – Sistemas Auxiliares de Proteção e Medição

Quando se trata de proteção do sistema e seus equipamentos, atualmente, em sua grande maioria os inversores já possuem equipamentos de proteção integrados.

Os sistemas de proteção, de instalação elétrica, contra surtos e de proteção externa contra descargas atmosféricas diretas devem ser dimensionados, selecionados e instalados de acordo com a prescrição da NBR 5410. O sistema externo compreende todo o equipamento e medidas para interceptar e escoar a descarga, consistindo em um subsistema de captação (captadores), um subsistema de escoamento da descarga (condutores) e um subsistema de ligação à terra (aterramento) (PINHO, J.T. et al., 2008).

Já o sistema de proteção contra surto limita e descarrega para a terra as sobretensões transitórias de origem atmosférica (induzidas por raio) ou com origem em outros distúrbios elétricos, causados por chaveamento, descargas eletrostáticas, etc. Recomenda-se o uso de dispositivo de proteção contra surto (DPS) nos lados c.c. e c.a. do sistema fotovoltaico (PINHO, J.T. et al., 2008).

Também é importante que se faça a equipotencialização de todos os sistemas ligados à terra, isto é, todos os subsistemas de aterramento devem estar conectados a um único sistema de aterramento (PINHO, J.T. et al., 2008).

Além disso, para uma melhor proteção contra sobrecorrente e curto-circuito, cada subsistema tem um disjuntor termomagnético, que também pode ser reativado manualmente se necessário.

O sistema de medição para todo o sistema fotovoltaico é realizado através de medidores eletrônicos de energia, podendo ser iguais ao modelo existente para a medição do consumo de eletricidade fornecido pela concessionária.

O sistema de monitoramento do SFCR é realizado através de sensores instalados diretamente em alguns módulos, para obtenção das medidas de irradiação solar, temperatura do módulo, velocidade do vento e temperatura ambiente, tornando possível detectar sombreamentos, sujeira e o rendimento do sistema gerador. É indicada a utilização do equipamento *Sunny Sensor Box*, conforme mostrado na figura 2.26, devido a ser do mesmo fabricante do inversor. Podendo ser adotado 1 para cada 9 subsistemas FV.

Figura 2.26 – *Sunny Sensor Box*.



Fonte: Catálogo do fabricante SMA.

Associado aos sensores é utilizada uma unidade de aquisição de dados (*data logger*), que é responsável pelo monitoramento e armazenamento de todos os dados do sistema, mantendo informado seu operador a todo o momento, podendo a informação chegar por e-mail ou mensagem de texto em telefone celular (caso possua modem GSM conectado ao sistema/equipamento de monitoração). É indicada a utilização do *Sunny WebBox*, conforme mostrado na figura 2.27, devido a ser também do mesmo fabricante do inversor.

Figura 2.27 – Sunny WebBox.



Fonte: Catálogo do fabricante SMA.

O monitoramento da medição e do funcionamento SFCR deverá ser feito por um funcionário da INFRAERO que será responsável pela operação e manutenção do sistema.

2.6.1 - Sinalização

Em todos os tipos de sistemas de geração de energia, os procedimentos de implantação, operação e manutenção devem ser executados apenas por pessoas devidamente treinadas para tal, segundo as normas NR 10 e a NBR 5410, utilizando os equipamentos de proteção individual (EPI) apropriados para cada função ou coletivos (EPC), dependendo da situação. (Pinho, J.T. et al., 2008).

Por se tratar de um sistema de grande porte, e com elevada carga de energia, a sua instalação será bem protegida contra falhas de isolamento e curto-circuito.

Neste caso, os subsistemas fotovoltaicos serão instalados em estruturas metálicas (proposta 1) ou diretamente sobre o telhado (proposta 2). O local de instalação do SFCR não possui acesso à circulação de pessoas (cobertura do terminal aeroportuário), além de que será dotado de um bom sistema de aterramento.

Os inversores serão abrigados no prédio do terminal aeroportuário, para maior proteção das pessoas e dos próprios equipamentos. O local de armazenamento dos inversores deve ter acesso restrito, sendo permitida entrada somente dos responsáveis pela manutenção do SFCR, ou de pessoa treinada/orientada com as medidas de segurança para permanecer no local. Também deve possuir boa iluminação e limpeza, ser livre de líquidos e/ou gases inflamáveis, e objetos que possam causar curtos-circuitos.

A mesma restrição vale para a área em que os módulos serão instalados. Somente pessoas habilitadas poderão subir na cobertura do terminal aeroportuário para manutenção, instalação e operação do sistema.

Placas de alerta de alta tensão, perigo e área restrita, como o exemplo mostrado na figura 2.28, devem ser instaladas na entrada da área que abrigará os inversores, na entrada da área de instalação dos módulos, na sala de monitoração, e devem estar de acordo com a NR 26.

Figura 2.28 – Exemplo de placa de alerta de risco de choque elétrico.



Os extintores de incêndio e as saídas de emergência, em caso de algum incêndio ou acidente com o SFCR, possuem placas indicativas com seus respectivos símbolos e adesivos fosforescentes no chão, sinalizando a área de disposição dos equipamentos, para rápida identificação em caso de escuridão do local.

Os extintores de incêndio deverão conter dióxido de carbono, pó químico ou NAF (2,2-dicloro-1,1,1-trifluoroetano ou HCFC-123) devido a ser uma área que envolve materiais condutores de corrente elétrica. A figura 2.29 mostra o rótulo de um extintor de pó químico.

Figura 2.29 – Exemplo extintor de pó químico seco.



Devem ser fixados cartazes nos equipamentos, com fácil visibilidade, orientando quanto aos riscos potenciais e os procedimentos a serem seguidos.

Treinamento e manuais básicos de segurança, operação e manutenção devem estar disponíveis, assim como os EPIs, para uso dos responsáveis pelo sistema na instalação, monitoração e manutenção.

Deve ser fixado nos equipamentos o controle de manutenção, contendo data da realização da última manutenção e as partes energizadas devem ser isoladas, quando se operar, reparar ou instalar o SFCR.

2.6.2 – Aterramento

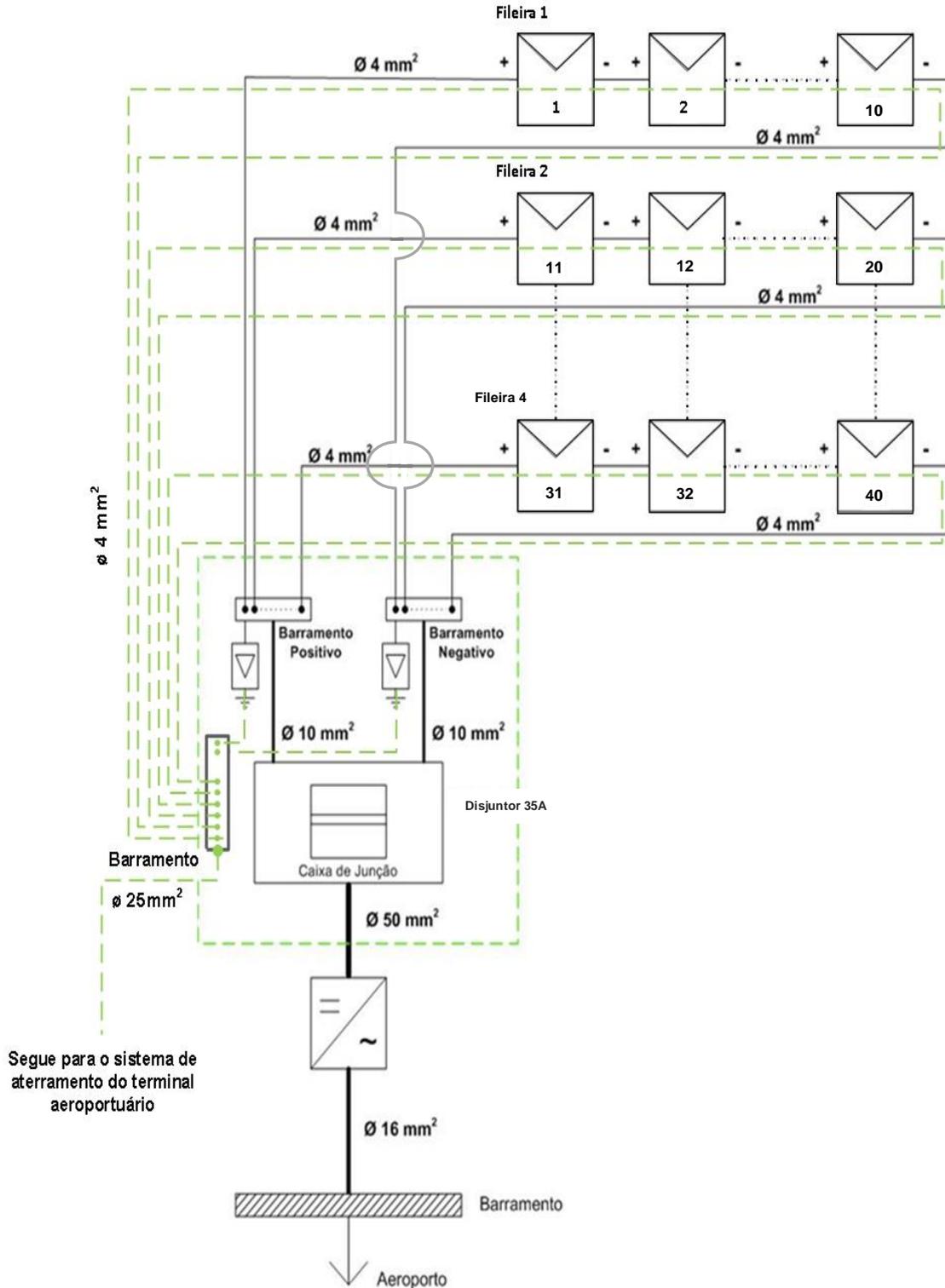
O aterramento da instalação FV (tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada) deve ser feito segundo a NBR 5410, tomando o devido cuidado para não alterar o aterramento da instalação elétrica da energia distribuída pela concessionária.

As estruturas metálicas devem estar aterradas para protegê-las de descargas atmosféricas e eventuais choques elétricos.

Os sistemas de proteção contra surtos, tanto no cabeamento de corrente contínua quanto no de corrente alternada, devem estar conectados a esse sistema de aterramento.

A figura 2.30 mostra o sistema de aterramento para um subsistema da proposta 1.

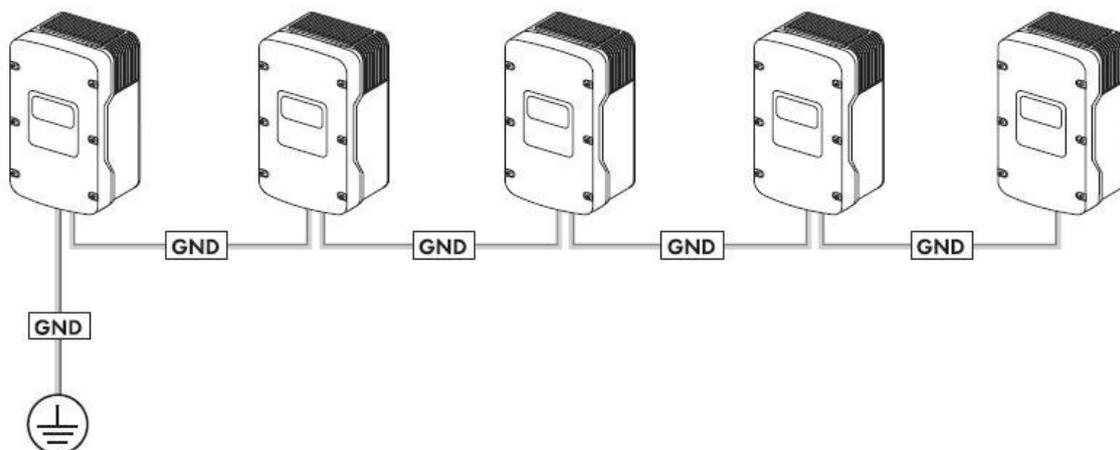
Figura 2.30– Aterramento para um subsistema da proposta 1.



A proposta 2 segue o mesmo esquema de aterramento da figura 2.30, sendo alteradas somente as ligações em série e paralelo dos módulos.

O aterramento de vários inversores pode ser feito conforme a figura 2.31, que é indicada pelo fabricante.

Figura 2.31 – Aterramento de vários inversores.



Fonte: Catalogo de inversores SMA.

2.6.3 – Medição

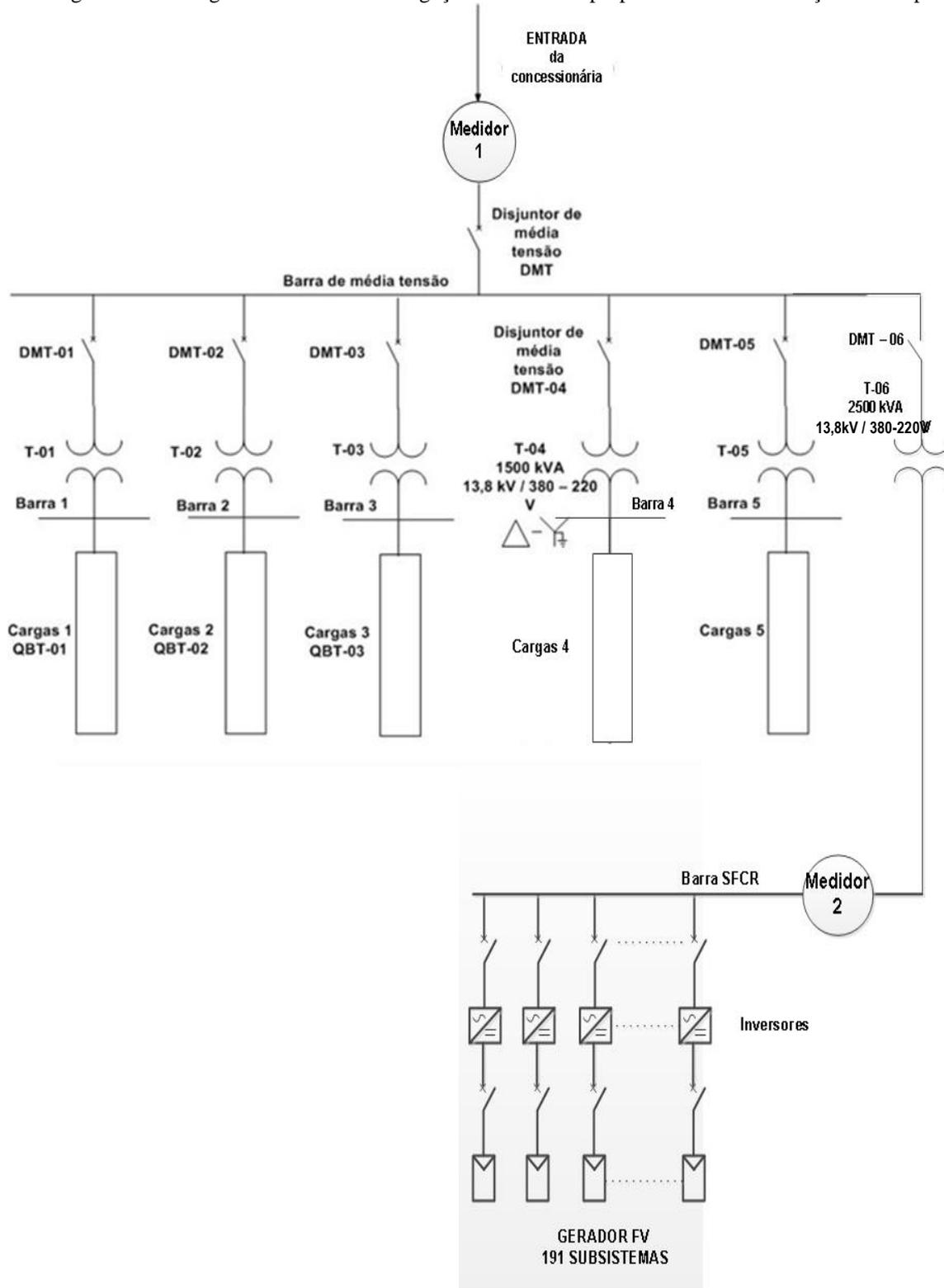
A carga do terminal aeroportuário será alimentada tanto pela energia produzida pelo sistema fotovoltaico quanto pela rede de distribuição.

A estratégia adotada para redução dos custos de implantação do SFCR, como mostra a figura 2.32, foi feita com base na planta elétrica do aeroporto em conjunto com os dados da proposta 1, que possui uma potência nominal do sistema fotovoltaico de aproximadamente 2,3 MWp.

Para conexão dos inversores dos SFCR, sugere-se a instalação de um novo transformador trifásico, conectando os 191 subsistemas no lado de baixa tensão do transformador de 2.500 kVA, sendo necessário, portanto, o investimento para compra do disjuntor de média tensão e outros dispositivos para coordenação e proteção em média tensão, assim também como do transformador de baixa tensão/média tensão.

O medidor 1 é o medidor da concessionária, já existente, e o medidor 2 deve ser instalado, sendo responsável pela medição da geração de energia dos 191 subsistemas FV que é injetada na rede de energia.

Figura 2.32 – Diagrama unifilar da interligação do SFCR da proposta 1 com a subestação do aeroporto.



A proposta 2, segue o mesmo esquema de instalação da proposta 1, conforme mostrado na figura 2.32, alterando apenas o número de subsistemas que é de 82, e a capacidade do transformador, que é de 1.000 kVA, e mantendo a quantidade de medidores e suas finalidades.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE PROJETO PARA O AEROPORTO DE BELÉM

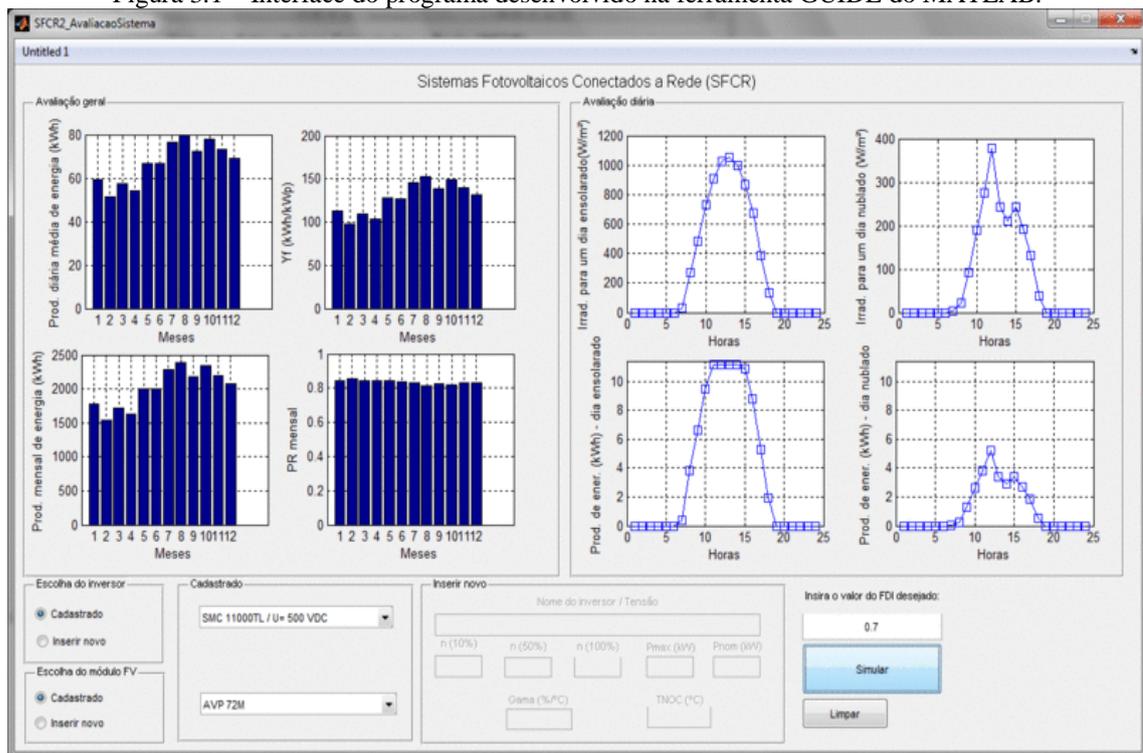
3.1 – Desempenho Elétrico

Para obter uma avaliação mais criteriosa sobre o desempenho elétrico das propostas de SFCRs apresentadas, foi utilizado um programa na ferramenta GUIDE do MATLAB (VASCONCELOS, F. M. e FIGUEIREDO, G., 2010), baseada no modelamento matemático que determina o gráfico de eficiência do inversor. (Zilles et al., 2012).

Esse programa estima a produção diária média de energia, a produção mensal de energia e a produtividade do SFCR. Além disso, também apresenta, tanto para um dia ensolarado quanto para um dia nublado, os perfis de irradiância (W/m^2).

A figura 3.1 mostra a interface do programa utilizado para avaliação do desempenho elétrico das propostas.

Figura 3.1 – Interface do programa desenvolvido na ferramenta GUIDE do MATLAB.



Fonte: Vasconcelos, F. M. e Figueiredo, G., 2010.

Os dados de entrada para este programa são os mesmos apresentados no capítulo 2, para o programa que determina o gráfico de eficiência do inversor, diferenciando do anterior somente por ter uma caixa de texto para entrar com um valor específico do FDI escolhido.

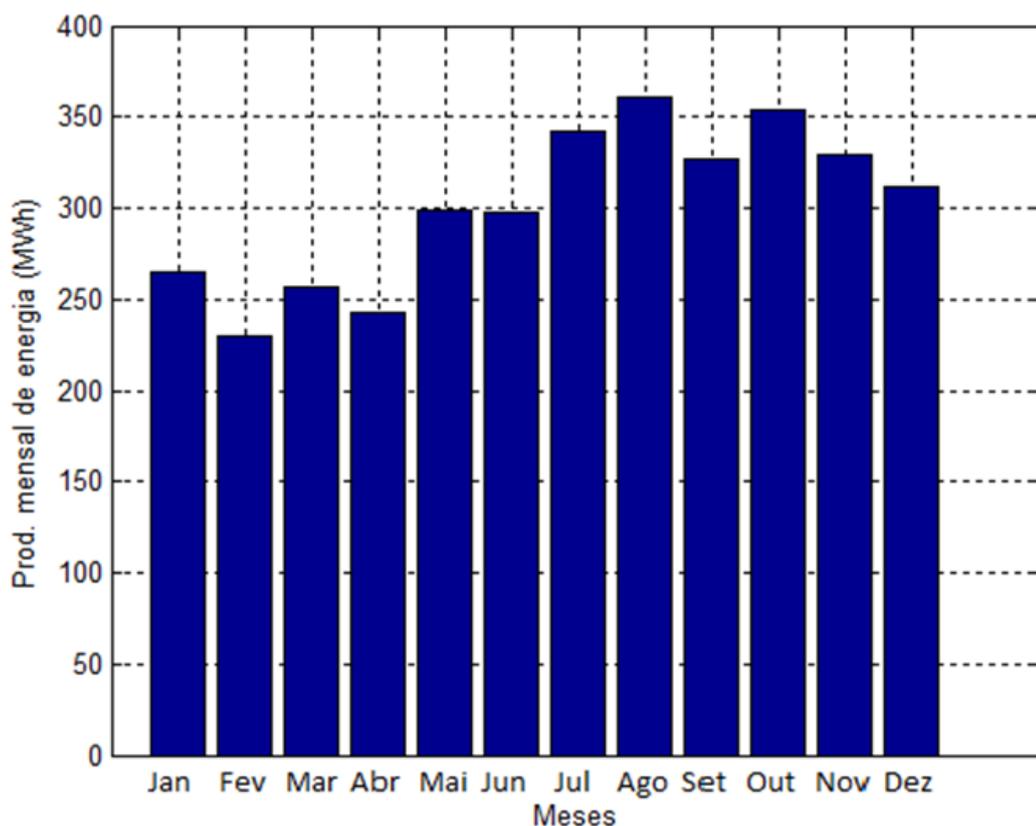
Para a simulação do desempenho elétrico de cada proposta de SFCR é necessário que o usuário escolha o tipo de inversor, o tipo do módulo a ser utilizado, e o valor específico do FDI obtido no gráfico de eficiência do inversor, respectivos à proposta em análise.

Os dados de irradiância utilizados no gráfico que estima a comparação entre a produção de energia do SFCR, e as irradiâncias para um dia ensolarado e um dia nublado para cada proposta, foram obtidos através do *Meteonorm*⁴. (METEOTEST, 2013)

3.1.1 – Desempenho Elétrico para as Propostas de SFCRs

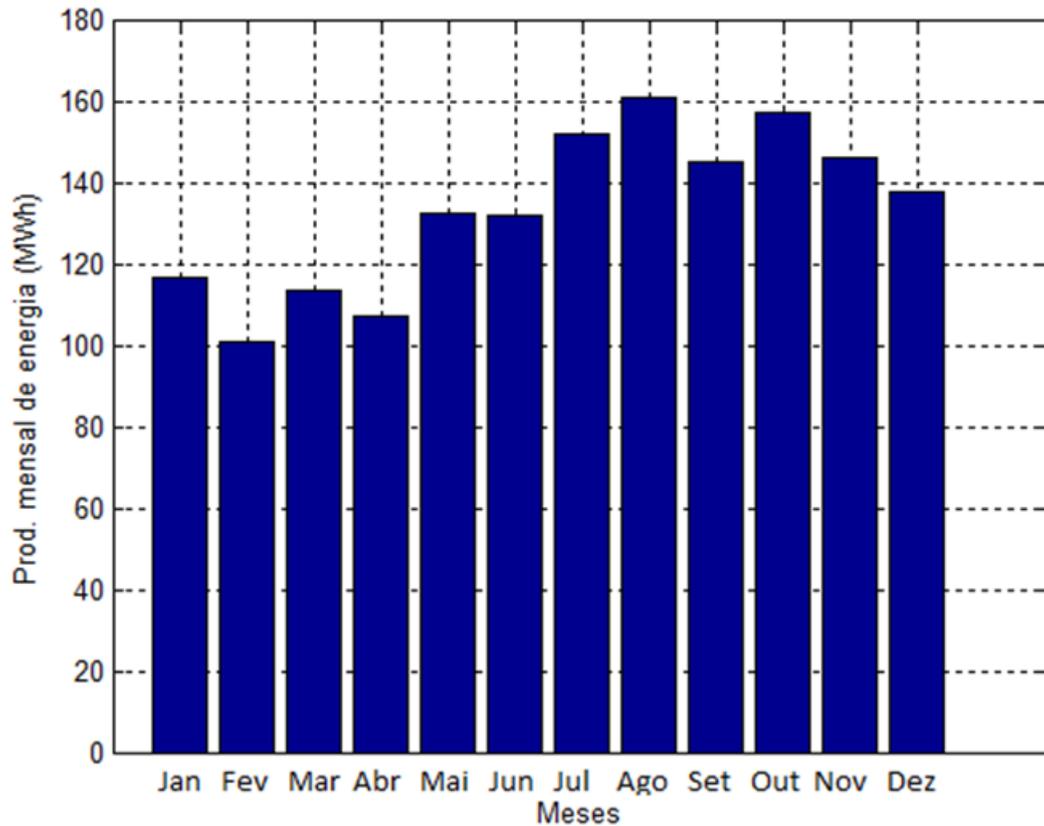
As figuras 3.2 e 3.3 mostram a produção mensal estimada dos SFCRs no decorrer de um ano, para as propostas 1 e 2, respectivamente.

Figura 3.2 – Gráfico de produção mensal de energia do SFCR da proposta 1.



⁴ Meteonorm é um *software* que possui base de dados meteorológicos para aplicações solares e uma vasta gama de outras aplicações para qualquer lugar do mundo.

Figura 3.3 – Gráfico de produção mensal de energia do SFCR da proposta 2.



Os meses de janeiro a abril apresentam produção menor, devido a serem meses bastante chuvosos na região, e os meses de julho a dezembro se destacam com uma produção maior, por serem os meses que apresentam maior irradiação solar.

As figuras 3.4 e 3.5 mostram a média da produção diária de energia gerada pelos SFCRs das propostas 1 e 2, respectivamente, ao longo de cada dia no seu respectivo mês, ou seja, tais valores representam a quantidade de energia que os SFCRs disponibilizarão, em média, diariamente ao longo de cada mês.

Figura 3.4 – Gráfico de produção média diária de energia do SFCR da proposta 1

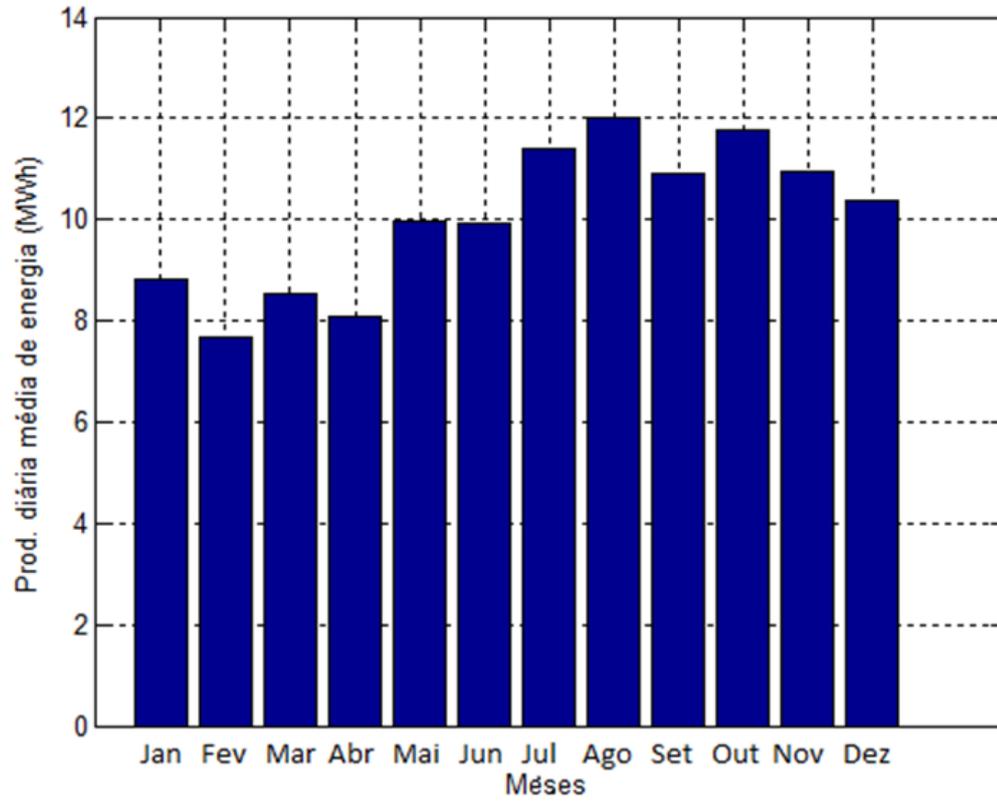
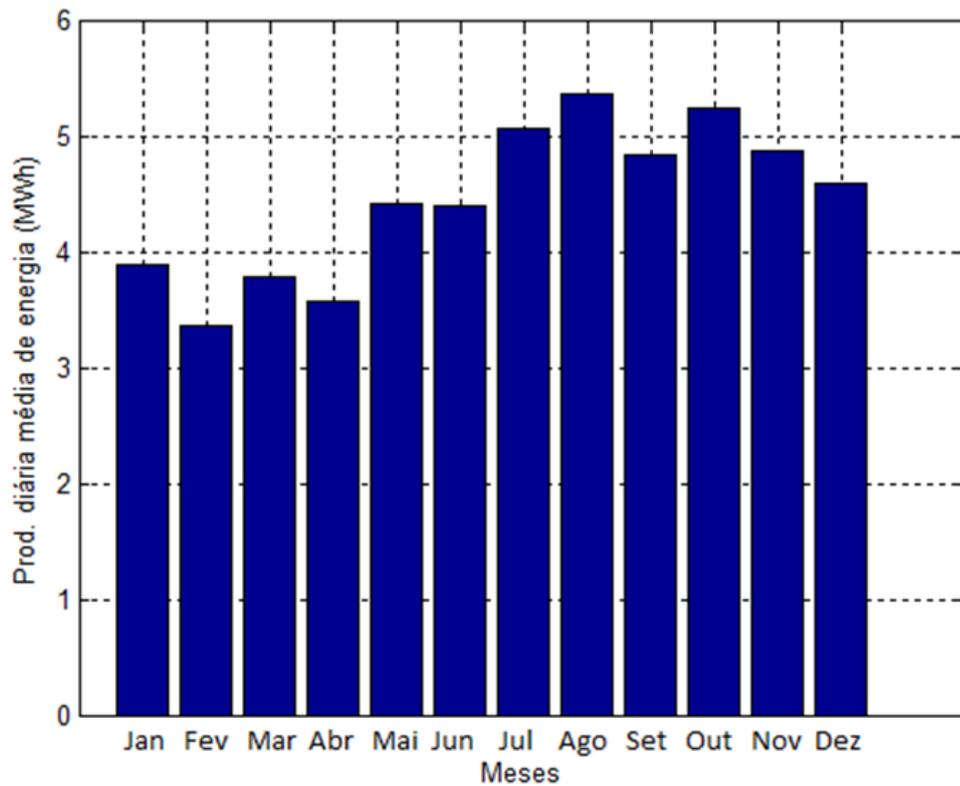


Figura 3.5 – Gráfico de produção média diária de energia do SFCR da proposta 2.



As figuras 3.6 e 3.7 mostram a produtividade mensal, ao longo de um ano, dos SFCRs das propostas 1 e 2, respectivamente.

Figura 3.6 – Gráfico da produtividade do SFCR da proposta 1.

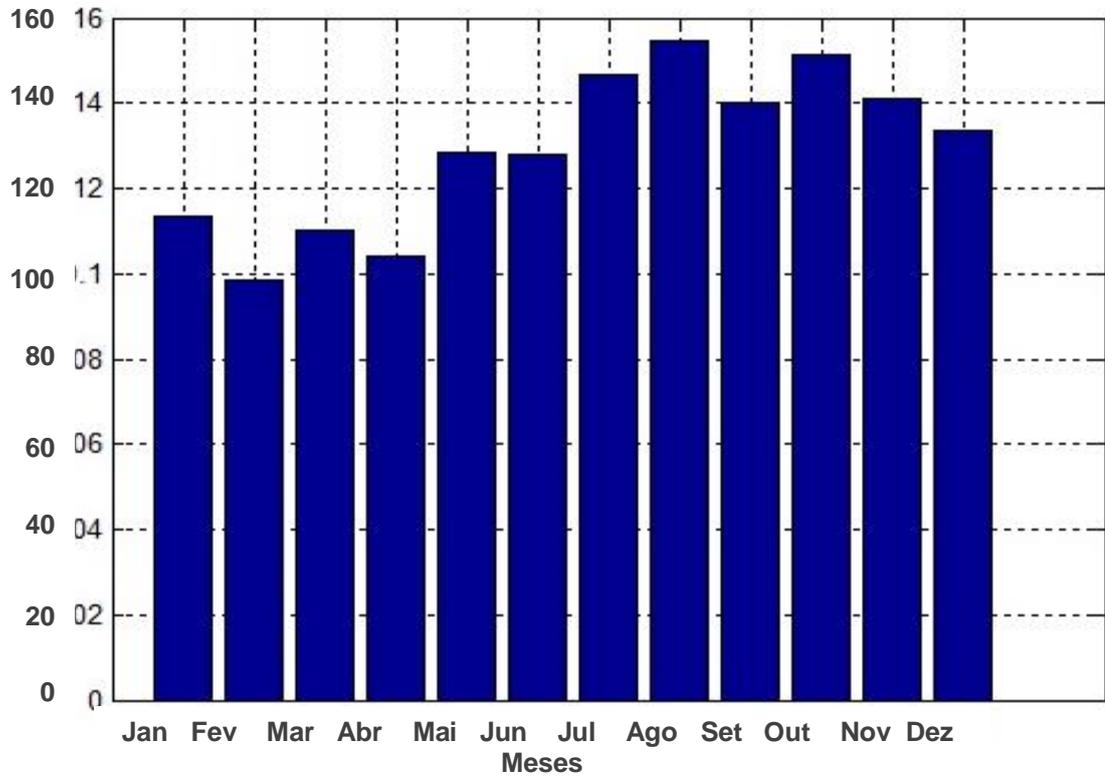
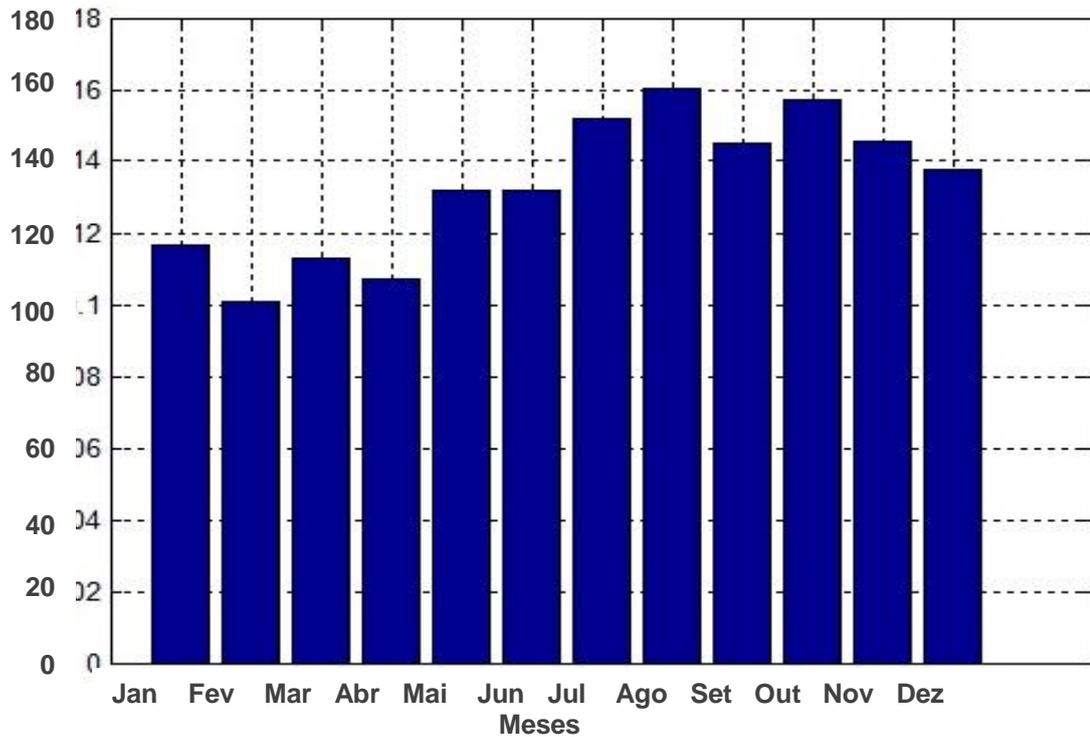


Figura 3.7 – Gráfico da produtividade do SFCR da proposta 2.



Agosto é o mês que apresenta melhor desempenho dos SFCRs, devido a ter dias mais ensolarados na cidade de Belém, isto é, nesse período, os valores de irradiação solar incidente no plano dos geradores fotovoltaicos são mais elevados, contribuindo com o aumento da produtividade do sistema e consequentemente ocasionando uma maior produção de energia elétrica pelos SFCRs.

As figuras 3.8 e 3.9, mostram a potência gerada pelos SFCRs e a irradiação em um dia ensolarado, para as propostas 1 e 2, respectivamente.

Figura 3.8 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 1 em um dia ensolarado.

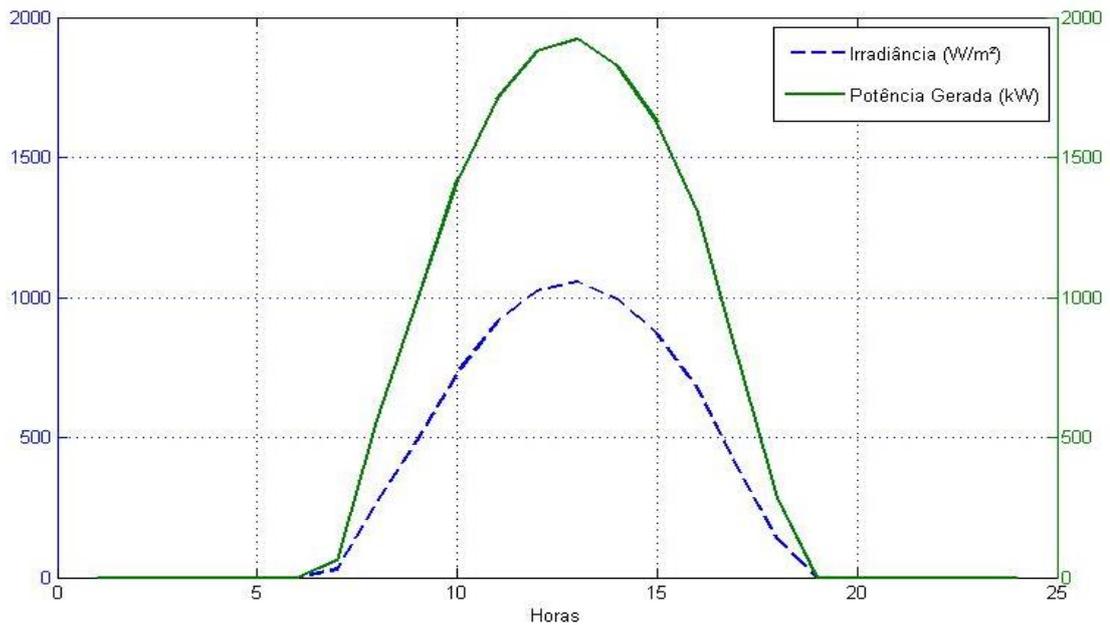
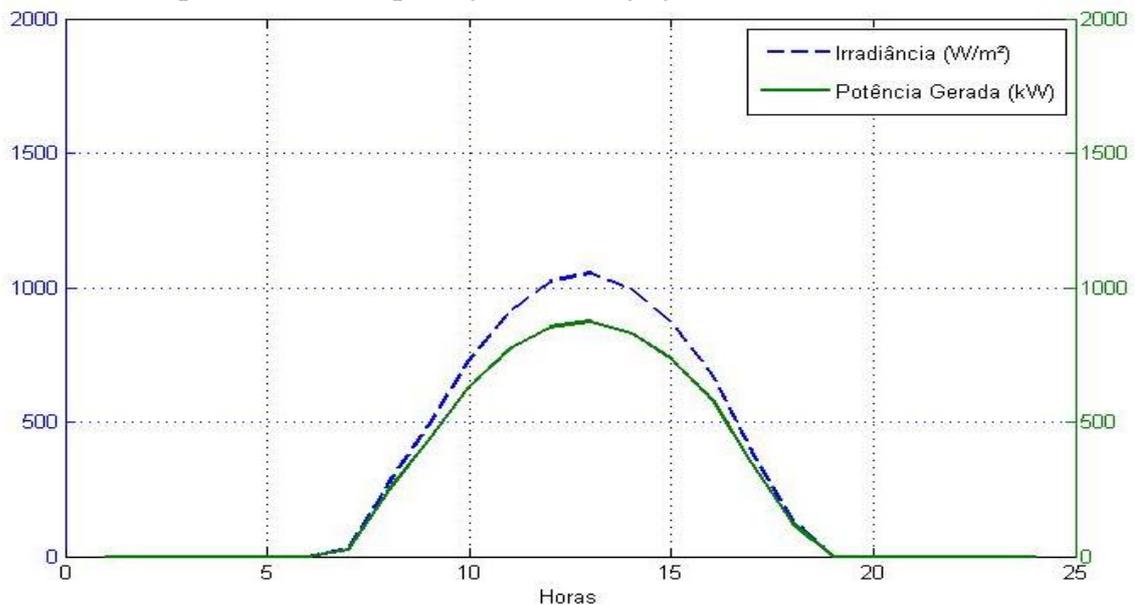


Figura 3.9 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 2 em um dia ensolarado.



As figuras 3.10 e 3.11 mostram a potência gerada pelos SFCRs e a irradiância de um dia nublado, para as propostas 1 e 2, respectivamente.

Figura 3.10 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 1 em um dia nublado.

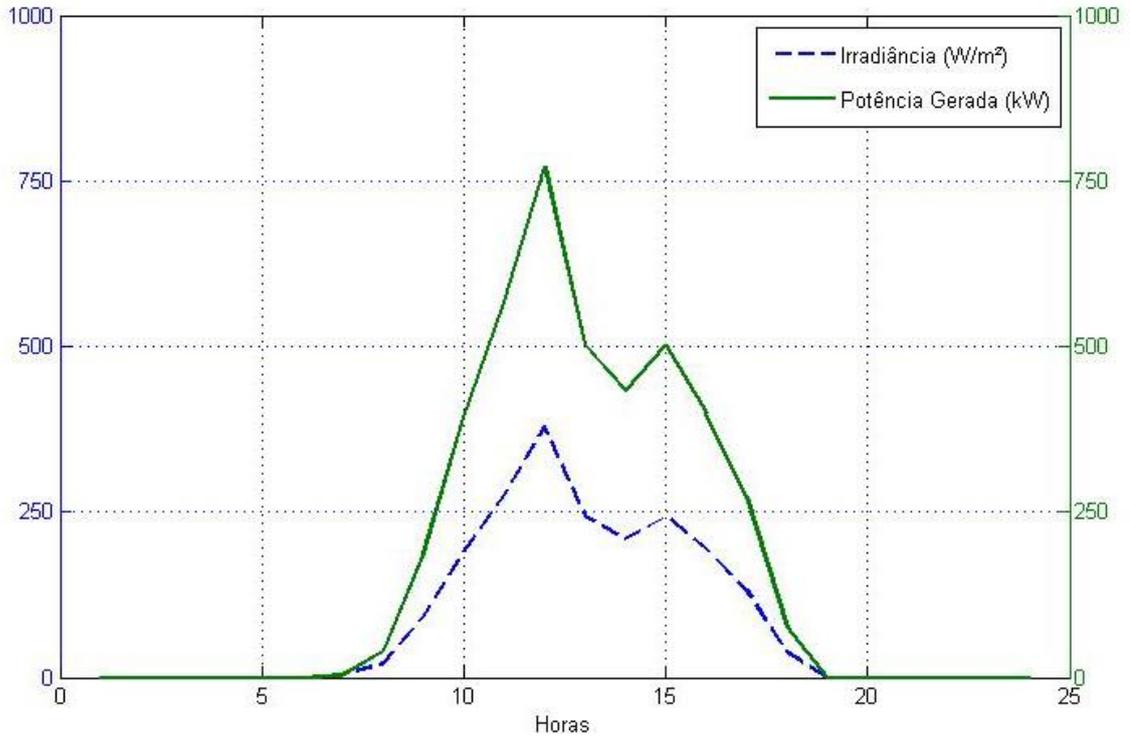
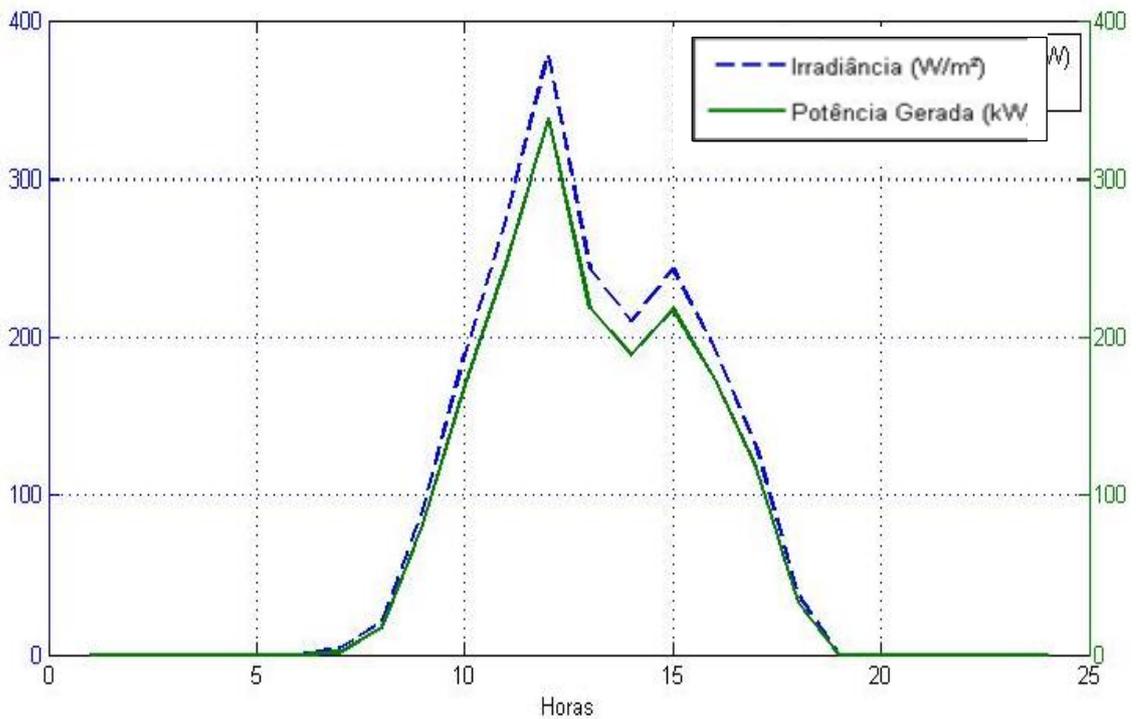


Figura 3.11 – Potência gerada pelo SFCR da proposta 2 em um dia nublado.



3.2 – Comparação dos Desempenhos Elétricos dos Sistemas Propostos

A figura 3.12 mostra o consumo de energia do terminal aeroportuário de Belém, obtidos nos anos de 2011 e 2012. Pode-se notar um crescimento do consumo de eletricidade de um ano para o outro, característica que favorece a implantação do SFCR como medida para redução de gastos da energia fornecida pela concessionária.

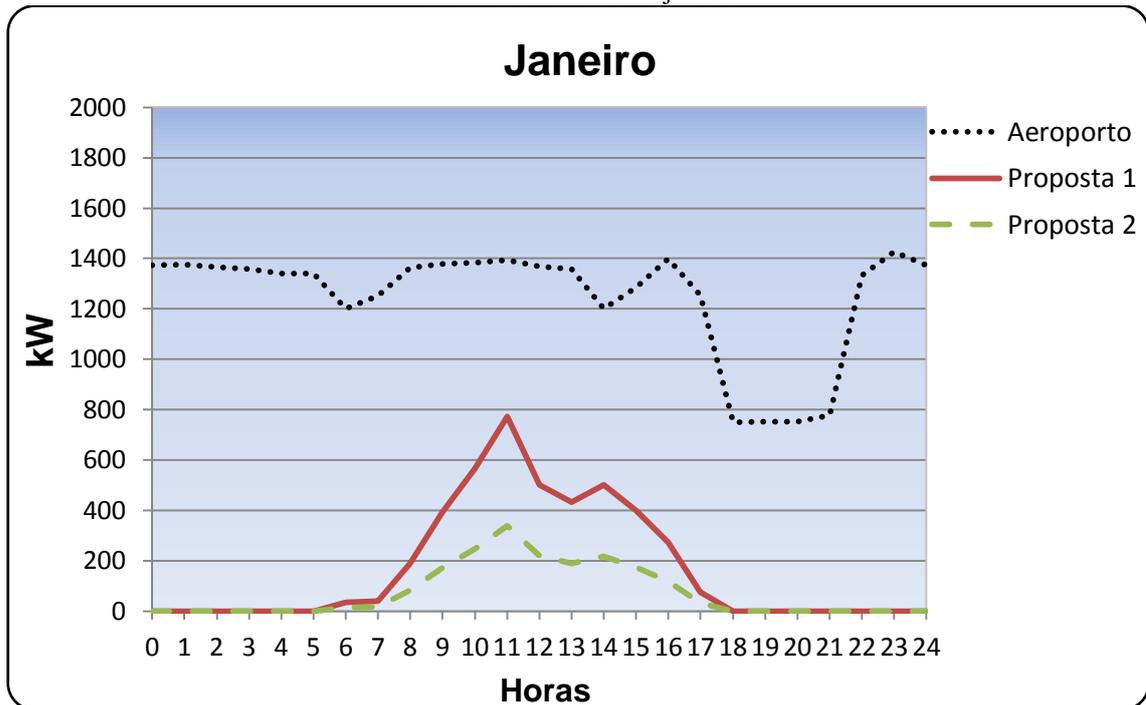
Figura 3.12 – Consumo de energia anual do terminal aeroportuário.



Fonte: Dados cedidos pela Infraero.

As figuras 3.13 e 3.14 apresentam a comparação entre as produções médias de potência dos SFCRs das propostas 1 e 2 e a demanda do terminal aeroportuário em um dia nublado do mês de janeiro e um dia ensolarado do mês de agosto, devido a serem os dias que apresentam menor e maior irradiação, respectivamente. Vale ressaltar que tanto o mês de janeiro quanto o mês de agosto são considerados períodos de alta temporada.

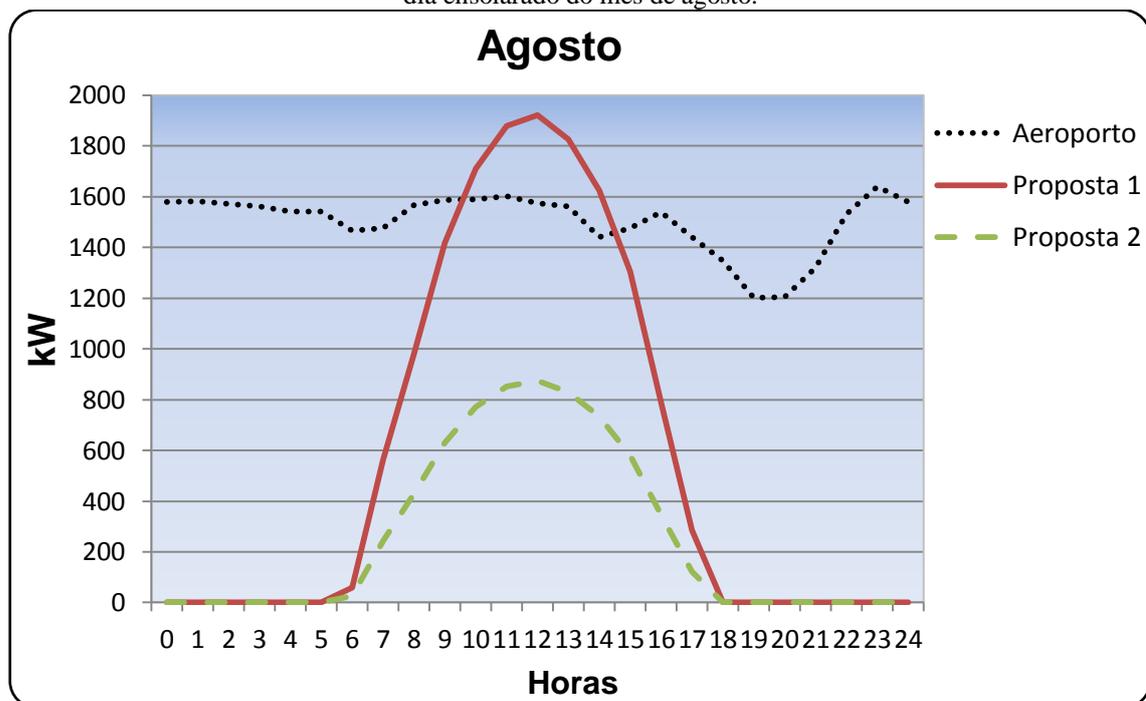
Figura 3.13 – Potências geradas pelos SFCRs das propostas 1 e 2 e demanda do terminal aeroportuário em um dia nublado do mês de janeiro.



Fonte: Dados cedidos pela Infraero e simulações dos SFCRs.

Na figura 3.13 observa-se uma produção muito baixa das propostas de SFCRs, que é de aproximadamente 26% e 11%, respectivamente para as propostas 1 e 2, em relação à demanda do terminal aeroportuário no dia nublado.

Figura 3.14 – Potências geradas pelos SFCRs das propostas 1 e 2 e demanda do terminal aeroportuário em um dia ensolarado do mês de agosto.



Fonte: Dados cedidos pela Infraero e simulações dos SFCRs.

A figura 3.14 mostra um ótimo desempenho da proposta 1, que consegue suprir a demanda do terminal aeroportuário, no período de 10 às 15h, sendo responsável pela produção de aproximadamente 79% de energia consumida no dia ensolarado escolhido para a simulação. A proposta 2 também apresenta uma melhora no seu desempenho; porém, a mesma tem produção de aproximadamente 35% do consumo de energia do terminal aeroportuário.

O consumo de energia do terminal aeroportuário apresenta uma queda no início da noite, entre os horários de 18 e 21 h, conforme visto nas figuras 3.13 e 3.14. Nesse período não ocorrem voos e algumas lojas de companhias aéreas ficam fechadas, estratégia utilizada para a redução de gastos com energia elétrica, visto que nesse período do dia é considerado o Horário de Ponta⁵, ou seja, o período em que a tarifa é mais elevada do que a do resto do dia.

A tabela 3.1 apresenta o consumo de energia elétrica do terminal aeroportuário referente aos anos de 2011 e 2012, com base nas curvas de cargas mostradas na figura 3.12, e a produção de energia dos SFCRs das propostas 1 e 2, ao longo de um ano.

Tabela 3.1 – Consumo de energia elétrica e produção de energia das propostas de SFCR.

Meses	2011 (kWh)	2012 (kWh)	SFCR 1		SFCR 2	
			kWh	%	kWh	%
Janeiro	1.036.714	1.160.488	264.363	24	116.829	11
Fevereiro	926.688	965.278	229.788	24	101.050	11
Março	988.688	1.079.645	256.624	25	113.216	11
Abril	944.932	967.042	242.661	25	107.286	11
Mai	901.176	978.151	298.918	32	132.241	14
Junho	1.022.278	1.055.068	297.723	29	131.949	13
Julho	1.101.454	1.225.228	341.659	29	151.827	13
Agosto	1.067.528	1.070.407	360.796	34	160.752	15
Setembro	1.305.686	1.429.460	326.942	24	145.186	11
Outubro	1.189.184	1.212.955	353.298	29	157.221	13
Novembro	1.183.446	1.337.220	328.909	21	145.985	9
Dezembro	1.221.473	1.345.247	311.120	24	137.785	11
Total Anual	12.889.247	13.826.189	3.612.801	26,5	1.601.327	11,7

Fonte: Dados cedidos pela Infraero e simulações dos SFCRs.

⁵ Período definido pela concessionária de energia local, e composto por 3 horas diárias no início da noite, exceção feita aos sábados e domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da paixão, Corpus Christi, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico.

De acordo com os dados apresentados na tabela 3.1, a proposta 1 apresenta uma contribuição média ao consumo de aproximadamente 34% no mês de maior contribuição (agosto), 24% no mês de menor contribuição (janeiro), e de aproximadamente 26,5% por ano. A contribuição média da proposta 2 é de aproximadamente 15% no mês de maior contribuição, 11% no mês de menor contribuição, e de aproximadamente 11,7% por ano.

Apesar da contribuição energética das propostas de SFCR não cobrirem toda a energia consumida pelo terminal aeroportuário, não se pode esquecer dos papéis importantes representados pelo sistema, que são a redução da demanda de pico do terminal e o efeito demonstrativo para o público em geral.

3.3 – Avaliação Econômica

3.3.1 – Introdução

Na maioria dos casos, os SFCRs necessitam de um alto custo de investimento, de onde a necessidade de se fazer uma análise econômica do projeto.

O custo efetivo do SFCR depende do valor do investimento, da vida útil do sistema, da quantidade de energia economizada e de um fator que forneça o valor futuro de um investimento feito no presente.

Com o objetivo de apresentar a real dimensão do empreendimento e uma análise de custo-benefício para a implantação do SFCR, é feita uma análise econômica para cada uma das duas propostas de SFCR. Essa análise consta principalmente dos seguintes itens:

- a) Custo Inicial de Investimento;
- b) Valor Presente Líquido;
- c) Tempo de Retorno (*Payback Time*).

3.3.2 – Metodologia de cálculo da avaliação econômica das propostas de SFCRs.

3.3.2.1 – Custo Inicial de Investimento

O primeiro passo para a realização de uma avaliação econômica é o levantamento dos custos iniciais, que são valores referentes à compra de inversores e módulos, neste caso incluindo o frete para a cidade de Belém, impostos e gastos com instalação do sistema, cabeamento, estruturas, proteção, acessórios e obras civis.

Os valores referentes a inversores e módulos, foram obtidos através de cotação de preços com representantes dos fabricantes no Brasil. No caso do módulo PVL-144, o preço

repassado foi em Dólar Americano e convertido para Real adotando a taxa de conversão de US\$ 1 = R\$ 2,01⁶.

A tabela 3.2 mostra os valores individuais dos inversores, módulos fotovoltaicos e transformador, cotados com os fabricantes.

Tabela 3.2 – Valores individuais dos inversores e módulos fotovoltaicos.

Inversor e Módulos	Custo Unitário (R\$)
Inversor SMC 11000TLRP-10	15.577,48
Módulo AVP72M	1.283,00
Módulo PVL – 144	1.013,04
Transformador trifásico tipo óleo	17.529,60

Os gastos com instalação do sistema, cabeamento, estruturas, proteção, acessórios e obras civis tiveram seu valor estimado em 30% do valor final da compra dos inversores, módulos e transformadores, com base em experiência de planilhas orçamentárias, gastos com materiais e instalações elétricas normalmente não excedem 30% do valor do custo inicial da obra, quando não se têm definido a quantidade e valores exatos dos materiais e mão-de-obra que serão utilizados, que é o caso deste trabalho. Pois não se obtém dados suficientes para detalhamento destes serviços no orçamento.

Para melhor organização e visualização dos itens e valores do custo inicial, estes são apresentados conforme mostrado na tabela 3.3, onde as variáveis “X” e “Y” são as quantidades de módulos e inversores de cada proposta, que multiplicam pelo valor do custo unitário de cada item.

Tabela 3.3 – Exemplo de tabela para melhor organização e visualização de Custos Iniciais.

Componente	Custo (R\$)
“X” Inversores	
“Y” Módulos	
“Z” Transformador trifásico	
Gastos com: Instalação do sistema, Cabeamento, Estruturas, Proteção, Acessórios, Obras civis.	
Total	

⁶ Valor médio do dólar comercial cotado no Banco Central referente a maio/2013.

Definido o custo de investimento inicial do sistema (CI), passa-se para a definição dos demais custos e das outras variáveis de interesse. O horizonte de planejamento escolhido toma como referência o tempo do componente com vida útil mais longa do sistema, os módulos fotovoltaicos, sendo então considerado igual a 25 anos. A taxa de juros é considerada igual a 6,5%⁷ ao ano, baseada no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que é de aproximadamente 0,54% ao mês.

3.3.2.1.1 – Diagrama de fluxo de caixa

Após o levantamento do valor do custo inicial, é feito um diagrama de fluxo de caixa, que é um gráfico que apresenta de forma ordenada e objetiva todas as receitas e despesas de cada uma das opções consideradas na análise econômica.

No diagrama de fluxo de caixa, as setas apontadas para cima indicam as receitas (R), enquanto as setas apontadas para baixo indicam despesas (D).

No caso deste projeto, todas as receitas são os valores em Real (R\$) correspondentes à energia economizada, ou seja, a energia não consumida da concessionária.

Normalmente considera-se que a despesa realizada no período 0 refere-se ao investimento inicial, e que nesse período não há verificação de qualquer receita. E as despesas dos demais meses são custos fixos estimados para manutenção, operação e limpeza dos sistemas.

O caixa líquido do projeto é definido como a diferença entre as receitas e as despesas verificadas ao fim de cada período.

3.3.2.1.2 – Valor temporal do dinheiro

Algumas características típicas de análises financeiras, como as vantagens e as desvantagens da antecipação de pagamentos ou de recebimentos de uma quantia durante determinado período de tempo, fazem surgir à necessidade da criação de uma relação de equivalência entre um valor monetário no presente e um valor monetário no futuro. Para isso, deve-se conhecer o valor envolvido, o período de tempo associado a ele, e uma taxa percentual de retorno esperada (taxa de juros, ou taxa de desconto) (PINHO, J.T. et al., 2008).

Nas propostas deste trabalho, o valor presente é igual ao custo inicial (CI), e o valor futuro é determinado pela equação 3.1:

⁷ Fonte: IBGE

$$VF = VP(1+i)^n \quad (3.1)$$

onde:

VF – Valor futuro;

VP – Valor presente;

i – Taxa de juros;

n – períodos (tomando como referência o tempo do componente de vida útil mais longa do sistema, os módulos fotovoltaicos, que é de 25 anos).

As propostas têm um custo mensal de despesas no valor estimado de R\$ 1.762,80 para o primeiro ano de operação do sistema, conforme mostrado na tabela 3.4, referente aos pagamentos de um funcionário auxiliar para manutenção do sistema (onde suas atividades são basicamente inspeções visuais e limpeza, as quais serão supervisionadas por um funcionário da equipe de operação e manutenção do sistema elétrico da INFRAERO), e o valor estimado para os materiais que serão utilizados.

Os valores considerados são de 2 salários mínimos⁸ para o pagamento do auxiliar de manutenção do sistema, dentro deste valor, além do salário estão estimados os encargos sociais e trabalhistas, tais como, FGTS, INSS, 13º salário, férias, entre outros. O valor estimado mensalmente para materiais de limpeza e manutenção é de 30% do valor do salário do funcionário auxiliar de manutenção e limpeza, utilizando o mesmo raciocínio conforme mostrado no item 3.3.2.1 sobre os gastos com a instalação do sistema, cabeamento, estruturas, proteção, acessórios e obras civis. A tabela 3.4 mostra o custo mensal estimado de despesas para o primeiro ano de operação do SFCR.

Tabela 3.4 – Custo mensal estimado de despesas.

Componente	Custo (R\$)
Auxiliar técnico para manutenção do sistema.	1.356,00
Materiais de limpeza e manutenção	406,80
Total	1.762,80

Custos relacionados à reposição dos módulos dificilmente são considerados em análises econômicas, devido ao elevado tempo de vida útil que esses componentes apresentam. A grande maioria dos fabricantes fornece, em média, 25 anos de garantia com os

⁸ Considerado o valor de R\$ 678,00 referente ao salário mínimo vigente no mês de maio de 2013.

módulos apresentando pouca variação em sua potência máxima fornecida (PINHO, J.T. et al., 2008).

3.3.2.2 – Cálculo do Valor Presente Líquido

O critério do valor presente líquido é um dos mais difundidos dentre os indicadores financeiros mais comuns. Seu principal atrativo é a facilidade de compreensão e desenvolvimento da análise, que consiste basicamente em se concentrar todos os custos presentes no fluxo de caixa de um projeto no período zero, fazendo uso da taxa mínima de atratividade. (PINHO, J.T. et al., 2008)

A taxa mínima de atratividade (TMA)⁹, ou seja, uma taxa mínima disponível, que cada investidor deve optar, para aplicação do capital, levando em consideração o grau de risco empregado, substitui a taxa de juros i .

O Valor presente líquido do projeto pode ser calculado através da equação 3.2.

$$VPL = CI + CNU + \Sigma VPa \quad (3.2)$$

onde:

VPL – Valor presente líquido;

CI – Custo Inicial;

CNU – Custos não uniformes;

ΣVPa – Série de valores futuros trazidos ao presente.

O valor presente líquido anualizado, que nada mais é do que o valor médio do VPL distribuído ao longo de todos os períodos considerados no horizonte de planejamento, pode ser calculado através da equação 3.3.

$$VPLa = VPL \frac{TMA (1+TMA)^n}{(1+TMA)^n - 1} \quad (3.3)$$

onde:

$VPLa$ – Valor presente líquido anualizado.

Após o cálculo do VPL e do VPLa, é apresentada uma tabela contendo um resumo dos resultados econômicos calculados.

⁹ Considerado prazo de 25 anos, utilizado pela ANEEL para os cálculos de referência em empreendimentos para produção de eletricidade, utilizado o valor da taxa de poupança de 0,5% ao mês, referente ao ano de 2013.

3.3.2.3 – Cálculo do Tempo de Retorno do Investimento (*Payback time*)

O tempo de retorno de investimento (*payback time*), que é o tempo necessário para que os benefícios resultantes do negócio retornem o investimento realizado, é calculado através da equação 3.4.

$$\text{Payback} = K_{CLneg} + \left(\frac{|CLneg|}{CLpos + |CLneg|} \right) \quad (3.4)$$

onde:

K_{CLneg} – Período do último caixa líquido negativo verificado;

$CLneg$ – Valor do último caixa líquido negativo;

$CLpos$ – Valor do primeiro caixa líquido positivo do projeto.

3.3.3 – Avaliação econômica da Proposta 1

3.3.3.1 – Custo Inicial

Esta proposta apresenta um sistema fotovoltaico conectado à rede com 2,3 MWp de potência instalada, para atender o terminal aeroportuário. O consumo de energia elétrica do terminal aeroportuário e a geração do SFCR podem ser vistos na tabela 3.1 e os custos de implantação estimados para o sistema são apresentados na tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Custo inicial estimado do SFCR da proposta 1.

Componente	Custo (R\$)
191 Inversores SMC 11000TLPR-10	2.975.298,68
7.640 Módulos AVP72M	9.802.120,00
1 transformador trifásico tipo óleo	17.529,60
Gastos com: Instalação do sistema, Cabeamento, Estruturas, Proteção, Acessórios, Obras civis.	3.838.484,48
Total	16.633.432,76

Fonte: Dados coletados de fornecedores de inversores e módulos no Brasil.

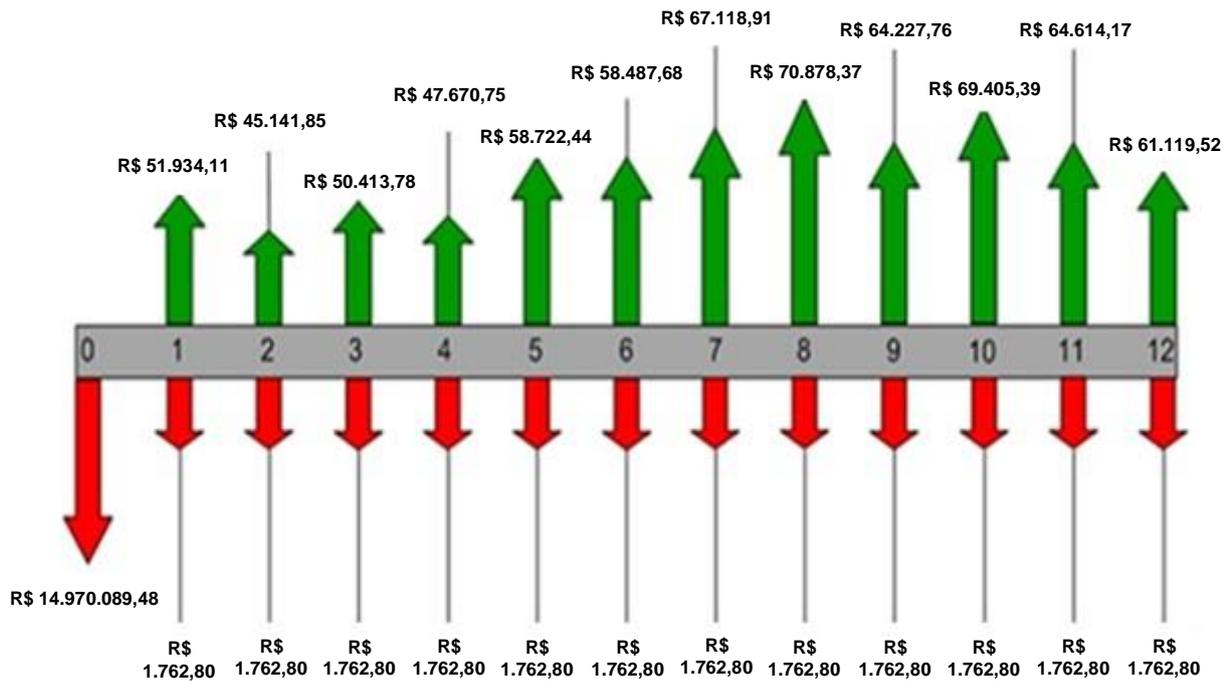
Baseando-se na realidade de mercado (compra em escala), em cima do valor de R\$ 16.633.432,76 adota-se um desconto de 10% resultando em **R\$ 14.907.089,48**.

Definido o custo de investimento inicial do sistema (CI), R\$ 14.970.089,48 passa-se para a definição dos demais custos e das outras variáveis de interesse.

3.3.3.1.1 – Diagrama de fluxo de caixa

A figura 3.15 mostra o diagrama de fluxo de caixa referente ao 1º ano de implantação e operação do SFCR. As entradas são referentes à redução do consumo de energia da concessionária à taxa de R\$ 196,45/MWh¹⁰. O Complexo aeroportuário pertence ao grupo A3 da Rede CELPA, modalidade Verde.

Figura 3.15 – Diagrama de Fluxo de Caixa para a proposta 1.



3.3.3.1.2 – Valor temporal do dinheiro

Nesta proposta, o valor presente (VP) é igual ao custo inicial (CI), ou seja, VP é R\$ 14.970.089,48. O valor futuro (VF) é determinado pela equação 3.1 para 25 anos.

$$VF = R\$ 72.271.087,63$$

3.3.3.2 – Cálculo do Valor Presente Líquido

O VPL do projeto é calculado através da equação 3.2, resultando em VPL = R\$ 3.734.586,30.

O VPLa é calculado através da equação 3.3, resultando em VPLa = R\$ 306.166,92.

¹⁰ Valor adotado de acordo com o site www.aneel.gov.br, visitado em maio/2013.

A tabela 3.6 apresenta um resumo dos resultados econômicos calculados para a proposta 1.

Tabela 3.6 – Cálculo do VPL através do fluxo de caixa para a proposta 1.

Período (Ano)	Receitas	Despesas	Caixa Líquido	VPL Acumulado	Saldo VPL
0		-14.970.089,48	-14.970.089,48		-14.970.089,48
1	946.505,69	-21.153,60	925.352,09	868.875,20	-14.101.214,28
2	1.008.028,56	-22.528,58	985.499,98	1.737.750,41	-13.232.339,08
3	1.073.550,42	-23.992,94	1.049.557,48	2.606.625,61	-12.363.463,87
4	1.143.331,19	-25.552,48	1.117.778,71	3.475.500,81	-11.494.588,67
5	1.217.647,72	-27.213,39	1.190.434,33	4.344.376,02	-10.625.713,47
6	1.296.794,82	-28.982,27	1.267.812,56	5.213.251,22	-9.756.838,27
7	1.381.086,49	-30.866,11	1.350.220,38	6.082.126,42	-8.887.963,06
8	1.470.857,11	-32.872,41	1.437.984,70	6.951.001,62	-8.019.087,86
9	1.566.462,82	-35.009,12	1.531.453,71	7.819.876,83	-7.150.212,66
10	1.668.282,91	-2.869.138,32	-1.200.855,42	7.180.149,88	-7.789.939,60
11	1.776.721,29	-39.708,22	1.737.013,08	8.049.025,09	-6.921.064,40
12	1.892.208,18	-42.289,25	1.849.918,93	8.917.900,29	-6.052.189,19
13	2.015.201,71	-45.038,05	1.970.163,66	9.786.775,49	-5.183.313,99
14	2.146.189,82	-47.965,52	2.098.224,30	10.655.650,70	-4.314.438,79
15	2.285.692,16	-51.083,28	2.234.608,88	11.524.525,90	-3.445.563,58
16	2.434.262,15	-54.403,70	2.379.858,45	12.393.401,10	-2.576.688,38
17	2.592.489,19	-57.939,94	2.534.549,25	13.262.276,31	-1.707.813,18
18	2.761.000,99	-61.706,03	2.699.294,95	14.131.151,51	-838.937,98
19	2.940.466,05	-65.716,92	2.874.749,13	15.000.026,71	29.937,23
20	3.131.596,34	-5.385.767,03	-2.254.170,69	14.360.299,77	-609.789,72
21	3.335.150,11	-74.537,78	3.260.612,33	15.229.174,97	259.085,49
22	3.551.934,86	-79.382,73	3.472.552,13	16.098.050,17	1.127.960,69
23	3.782.810,63	-84.542,61	3.698.268,02	16.966.925,38	1.996.835,89
24	4.028.693,32	-90.037,88	3.938.655,44	17.835.800,58	2.865.711,10
25	4.290.558,39	-95.890,34	4.194.668,04	18.704.675,78	3.734.586,30

Fonte: Dados coletados do GEDAE, Rede Celpa e Infraero.

No cálculo das receitas e despesas é adotada uma taxa de juros de 6,5%¹¹ por ano, que foi baseada no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) referente a maio de 2013, e a cada 10 anos, também é incluída a troca de inversores, com os valores também corrigidos de acordo com o IPCA, além de impostos.

3.3.3.3 – Cálculo do Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*)

De acordo com a tabela 3.4 é encontrado um falso VPL positivo no período de 19 anos, porém ocorrerão gastos no período 20 com a troca de inversores, então considera-se como VPL positivo o período 21 anos, permitindo o cálculo do tempo de retorno do

¹¹ Fonte: IBGE

investimento através da equação 3.6, resultando em um tempo aproximado de 20 anos e 4 meses.

3.3.4 – Avaliação Econômica da Proposta 2

3.3.4.1 – Custo Inicial

Esta proposta apresenta um sistema fotovoltaico conectado à rede com 1,04 MWp de potência instalada, para atender o terminal aeroportuário. O consumo de energia elétrica do terminal aeroportuário e os de geração do SFCR podem ser visto na tabela 3.1 e os custos de implantação estimados para o sistema são apresentados na tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Custo inicial estimado do SFCR da proposta 2.

Componente	Custo (R\$)
82 Inversores SMC 11000TLPR-10	1.277.353,36
7.216 Módulos PVL-144	7.310.096,64
1 transformador trifásico tipo óleo	17.529,60
Gastos com: Instalação do sistema, Cabeamento, Estruturas, Proteção, Acessórios, Obras civis.	2.581.493,88
Total	11.186.473,48

Fonte: Dados coletados de fornecedores de inversores e módulos no Brasil.

Baseando-se na realidade de mercado (compra em escala), em cima do valor de R\$ 11.186.473,48 adota-se um desconto de 10% resultando em **R\$ 10.067.826,13**.

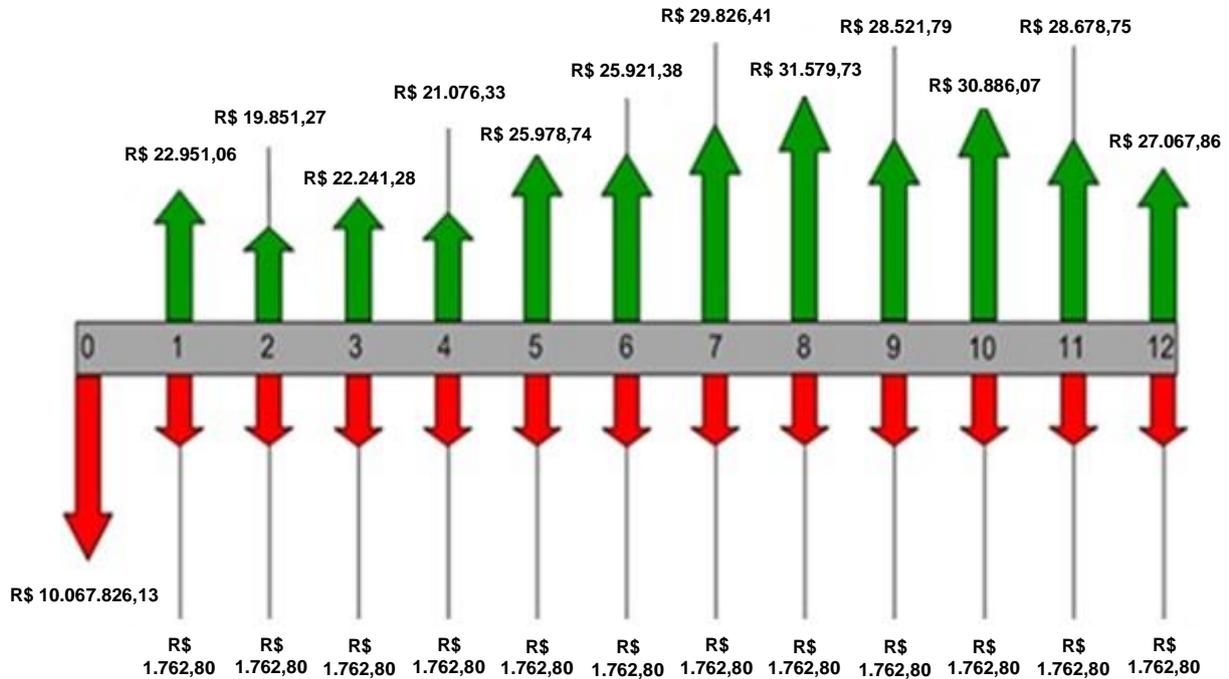
Definido o custo de investimento inicial do sistema (CI), R\$ 10.067.826,13, passa-se para a definição dos demais custos e das outras variáveis de interesse.

3.3.4.1.1 – Diagrama de fluxo de caixa

A figura 3.16 mostra o diagrama de fluxo de caixa referente ao 1º ano de implantação e operação do SFCR. As entradas são referentes à redução do consumo de energia da concessionária à taxa de R\$ 196,45/MWh¹². O Complexo aeroportuário pertence ao grupo A3 da Rede CELPA, modalidade Verde.

¹² Valor adotado de acordo com o site www.aneel.gov.br, visitado em maio/2013.

Figura 3.16 – Diagrama de Fluxo de Caixa para a proposta 2.



3.3.4.1.2 – Valor temporal do dinheiro

Nesta proposta o valor presente (VP) é igual ao custo inicial (CI), ou seja, VP é R\$ 10.067.826,13. O valor futuro (VF) é determinado pela equação 3.1, para 25 anos.

$$VF = R\$ 48.604.435,23$$

3.3.4.2 – Cálculo do Valor Presente Líquido

O VPL do projeto pode ser calculado através da equação 3.2, resultando em VPL = R\$ -2.011.698,01.

A tabela 3.8 apresentam um resumo dos resultados econômicos calculados para a proposta 2.

Tabela 3.8 – Cálculo do VPL através do fluxo de caixa para a proposta 2.

Período (Ano)	Receitas	Despesas	Caixa Líquido	VPL Acumulado	Saldo VPL
0		-10.067.826,13	-10.067.826,13		-10.067.826,13
1	419.526,32	-21.153,60	398.372,72	374.058,89	-9.693.767,24
2	446.795,53	-22.528,58	424.266,95	748.117,79	-9.319.708,34
3	475.837,24	-23.992,94	451.844,30	1.122.176,68	-8.945.649,45
4	506.766,66	-25.552,48	481.214,18	1.496.235,58	-8.571.590,55
5	539.706,50	-27.213,39	512.493,10	1.870.294,47	-8.197.531,66
6	574.787,42	-28.982,27	545.805,15	2.244.353,37	-7.823.472,76
7	612.148,60	-30.866,11	581.282,49	2.618.412,26	-7.449.413,87
8	651.938,26	-32.872,41	619.065,85	2.992.471,16	-7.075.354,97
9	694.314,25	-35.009,12	659.305,13	3.366.530,05	-6.701.296,08
10	739.444,67	-1.253.054,32	-513.609,65	3.092.916,82	-6.974.909,31
11	787.508,58	-39.708,22	747.800,36	3.466.975,72	-6.600.850,42
12	838.696,64	-42.289,25	796.407,39	3.841.034,61	-6.226.791,52
13	893.211,92	-45.038,05	848.173,87	4.215.093,51	-5.852.732,63
14	951.270,69	-47.965,52	903.305,17	4.589.152,40	-5.478.673,73
15	1.013.103,29	-51.083,28	962.020,00	4.963.211,30	-5.104.614,84
16	1.078.955,00	-54.403,70	1.024.551,30	5.337.270,19	-4.730.555,94
17	1.149.087,08	-57.939,94	1.091.147,14	5.711.329,09	-4.356.497,05
18	1.223.777,74	-61.706,03	1.162.071,70	6.085.387,98	-3.982.438,15
19	1.303.323,29	-65.716,92	1.237.606,36	6.459.446,88	-3.608.379,26
20	1.388.039,30	-2.352.155,21	-964.115,91	6.185.833,64	-3.881.992,49
21	1.478.261,86	-74.537,78	1.403.724,08	6.559.892,54	-3.507.933,59
22	1.574.348,88	-79.382,73	1.494.966,14	6.933.951,43	-3.133.874,70
23	1.676.681,55	-84.542,61	1.592.138,94	7.308.010,33	-2.759.815,80
24	1.785.665,86	-90.037,88	1.695.627,97	7.682.069,22	-2.385.756,91
25	1.901.734,14	-95.890,34	1.805.843,79	8.056.128,12	-2.011.698,01

Fonte: Dados coletados do GEDAE, Rede Celpa e Infraero.

No cálculo das receitas e despesas é adotada uma taxa de juros de 6,5%¹³ por ano, que foi baseada no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) referente a maio de 2013, e a cada 10 anos, também é incluída a troca de inversores, com os valores também corrigidos de acordo com o IPCA, além de impostos.

3.3.4.3 – Cálculo do Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*)

De acordo com a tabela 3.8 não se encontra VPL positivo, o que não permite o cálculo do tempo de retorno do investimento através da equação 3.4, ou seja, o sistema não se auto pagará.

¹³ Fonte: IBGE

3.4 – Considerações Finais

A proposta indicada para a implantação é a Proposta 1, cuja potência nominal do sistema é de 2,3 MWp, apesar de ter um bom desempenho elétrico e possuir maior facilidade para aquisição dos módulos fotovoltaicos no mercado brasileiro, a mesma não se pagará em um tempo razoável, pois o prazo estimado é de aproximadamente 21 anos. Comparada com a proposta 1, a proposta 2 além de possuir menor desempenho elétrico e capacidade instalada de 1,04 MWp, menos da metade da proposta 1, a mesma não se auto pagará.

Vale lembrar, que a INFRAERO é um órgão governamental, podendo conseguir benefício para a instalação do SFCR, como isenção ou desconto nas taxas de impostos cobrados para a importação dos módulos e inversores. Resultando na diminuição do custo inicial de implantação do SFCR e no tempo em que o sistema se pagará. Logo, a avaliação econômica é feita em um cenário conservador quanto aos custos de aquisição do sistema de geração, pois sabe-se que há uma tendência na diminuição dos custos dos equipamentos e ainda com a compra em uma grande quantidade, os custos dos equipamentos serão reduzidos e, conseqüentemente, reduzirão os valores referentes às despesas na análise econômica.

Uma sugestão para a aceleração do pagamento do sistema seria o aumento dos valores de taxa de embarque do Aeroporto Internacional de Belém; implantar o princípio poluidor pagador de acordo com a emissão dos créditos de CO₂; a obtenção de parcerias com indústrias interessadas em divulgar essa tecnologia; e/ou a venda de inversores ou peças dos que forem trocados a cada 10 anos.

CONCLUSÕES

A utilização de sistemas fotovoltaicos vem apresentando um crescimento acentuado no cenário mundial. Muitos países incorporaram a energia solar à sua matriz energética e implantaram programas nacionais de incentivo a utilização dessa fonte de energia.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição apresentam características vantajosas como modularidade, perdas minimizadas na rede de transmissão e distribuição, possui recurso inesgotável de energia, e é livre da emissão de gases causadores do efeito estufa.

O Brasil possui abundante recurso solar, e isso contribui para que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede tendam a se tornar cada vez mais frequentes no Brasil.

Este estudo mostra a viabilidade técnica e econômica para a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) na cobertura do terminal do aeroporto internacional de Belém.

A utilização de áreas aeroportuárias para a instalação de SFCRs tem um papel muito importante na divulgação da tecnologia fotovoltaica. No caso particular do complexo aeroportuário de Belém, nota-se uma demanda bastante elevada em boa parte do dia e da madrugada. Isso está associado aos períodos de maior demanda do aeroporto, por parte dos usuários, bem como com a carga térmica para condicionamento de ar demandada pelo mesmo. O último aspecto torna a aplicação dos SFCRs mais interessante, pois evidencia uma redução na demanda, no período diurno, embora sua contribuição energética total não seja tão expressiva.

A proposta de projeto de SFCR mais indicada para a implantação, foi a Proposta 1, que produzirá uma potência máxima de 2,3 MWp nas condições padrões, possui 191 subsistemas que serão acomodados na cobertura do terminal aeroportuário. Com um custo de investimento inicial de R\$ 14.970.089,48, reduzindo a energia consumida do terminal aeroportuário em no máximo 34% no mês que possui os dias mais ensolarados, e em 24% no mês que possui os dias mais nublados, essa proposta se pagará, sem o auxílio de outras fontes contribuintes, em um prazo de aproximadamente 21 anos.

A proposta 2 produzirá uma potência de 1,04 MWp nas condições padrões, possui 82 subsistemas que serão acomodados na cobertura do terminal aeroportuário. Com um custo de investimento inicial de R\$ 10.067.826,13, reduzindo a energia consumida do terminal aeroportuário em no máximo 15% no mês que possui os dias mais ensolarados, e em 11% no

mês que possui os dias mais nublados, essa proposta não se pagará sem o auxílio de outras fontes contribuintes.

Apesar do custo de investimento inicial da proposta 2 ser menor que o da proposta 1, a proposta 1 leva aproximadamente 21 anos para se auto pagar, já a proposta 2 não se auto pagará e ocupará mais espaço na cobertura do terminal, como também menor quantidade de subsistemas instalados, diminuindo a sua potência gerada.

Apesar do elevado custo para implantação do sistema, é importante lembrar os ganhos ambientais e sociais que essa tecnologia de produção de energia elétrica proporciona.

A aviação é responsável por 3,5% das emissões globais de CO₂, com expectativa de dobrar nos próximos 15 anos. Apesar de estarem fora do protocolo de Kyoto, pode-se adotar o princípio poluidor-pagador, visando o pagamento do sistema fotovoltaico.

Como sugestão para trabalhos futuros nessa área tem-se:

- Ampliação do SFCR em novas áreas no complexo aeroportuário;
- Monitoramento da energia elétrica produzida mensalmente para levantamento da influência das variações climáticas na produção de eletricidade por estação;
- Monitoramento da temperatura na parte posterior dos módulos, para analisar a sua influência no rendimento do sistema fotovoltaico.
- Avaliação e análise da degradação dos módulos, descarte e impactos causados ao meio ambiente.
- Avaliação e análise econômica sobre cobrança de excedente de energia reativa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão**. Novembro, 1997.

ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Acesso em: Abril 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº482/2012**. Brasil.

APEA. **Centrais Fotovoltaicas**. Disponível em: <<http://www.apea.pt>>. Acesso em: Novembro de 2012.

BELÉM. **Aeroporto Internacional de Belém**. Disponível em: <<http://www.belem.pa.gov.br>>. Novembro de 2012.

BLUE-SOL. **Aeroporto Internacional de Atenas**. Disponível em: <<http://www.blue-sol.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

BP GLOBAL. **Alternative Energy**. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: Novembro de 2012.

BRAUN, P. **Aeroportos Solares – O potencial da geração fotovoltaica integrada a complexos aeroportuários**. Projeto de Tese de Doutorado, UFSC, Santa Catarina. 2005.

CIESP. **Energia**. Disponível em: <<http://www.ciesp.org.br/energia/pdf/RobertoZilles.pdf>>. Acesso em: Novembro de 2012.

CITY-SOLAR. **Aeroporto de Saarbruecken**. Disponível em: <<http://www.city-solar-ag.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

COOLERPLANET. **The World's 10 Largest Photovoltaic Power Plants (As of 2010)**. Disponível em: <<http://solar.coolerplanet.com/News/2010400802-the-worlds-10-largest-photovoltaic-power-plants-as-of-2010.aspx>>. Acesso em: Janeiro de 2013.

CRESESB. **Energia Solar**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

DOMUS SOLARIS. **Energia Fotovoltaica**. Disponível em: <<http://www.domus-solaris.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

EBAH. **Radiação Solar**. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABoqUAG/apostila-parte-3-radiacao-solar>>. Acesso em: Novembro 2012.

ENERGY. **Parque fotovoltaico de *Mesquite Solar I***. Disponível em: <<http://energy.gov/articles/solar-win-arizona>>. Acesso em: Abril de 2013.

ENERGYAGENCY. **Parque fotovoltaico de Ohotnikovo**. Disponível em: <<http://euea-energyagency.org>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

ENERGYINSIGHT. **Parque solar de Charanka de Sarnia**. Disponível em: <http://www.energyinsight.info/gujarat_charanka_solar_park>. Acesso em: Abril de 2013.

FIRSTSOLAR. **Projeto solar de Água Caliente**. Disponível em: <<http://www.firstsolar.com/en/Projects/Agua-Caliente-Solar-Project>>. Acesso em: Abril de 2013.

GEDAE. **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <<http://www.ufpa.br/gedae/publicacoes.htm>>. Acesso em: Janeiro de 2013.

GEMEINDE-SCHIPKAU. **Parque fotovoltaico de Meuro**. Disponível em: <<http://www.gemeinde-schipkau.de>>. Acesso em: Abril de 2013.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Instituto Superior Técnico, Departamento de Engenharia Mecânica, Portugal. 2004.

INDUSTCARDS. **Power Plants Around The World**. Disponível em: <<http://www.industcards.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

INFRAERO. **Lista dos aeroportos mais movimentados do Brasil**. Disponível em: <<http://www.infraero.gov.br/index.php/br/estatistica-dos-aeroportos.html>>. Acesso em: Abril de 2013.

INTERNATIONAL JOURNAL OF MODERN ENGINEERING. **Alternative Energy**. Disponível em: <<http://www.ijme.us>>. Acesso em: Novembro de 2012.

JORNAL DA ENERGIA. **Aeroporto Campo de Marte**. Disponível em: <<http://www.jornaldaenergia.com.br>>. Acesso em: Abril de 2013.

JUNIOR, O. L.. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso – 3 kWp instalados no estacionamento da IEE-USP**. Dissertação de mestrado, IEE, USP, São Paulo. 2005.

MACEDO; W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese de doutorado, IEE, USP, São Paulo. 2006.

MARTINS, M.A.; et al. **Estudos de biodegradabilidade de corantes azo de aplicação têxtil por Phanerochaete chrysosporium**. In Actas da 6ª Conferência Nacional sobre a Qualidade do Ambiente. Lisboa. p. 211-220. 1999.

PINHO, J. T. et ali. **Sistemas Híbridos – Soluções energéticas para Amazônia**. MME, Brasília. 2008.

PVRESOURCES. **Large-scale photovoltaic power plants ranking 1 – 50**. Disponível em: < <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php> >. Acesso em: Abril de 2013.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismo regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: O caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas. 2002.

RUMTOR. **Piranômetro**. Disponível em: <<http://www.rumtor.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012

SKYSCRAPERCITY. **Projeto do novo aeroporto de Lisboa**. Disponível em: <<http://www.skyscrapercity.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

SMA. **Grid-Tied Inverters**. Disponível em: <<http://www.sma-america.com>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

SOLENERG. **Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <<http://www.solenerg.com.br>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

UMINHO. **Célula Fotovoltaica.** Disponível em: <<http://alv.fisica.uminho.pt/simulacoes/efoto/paineis.html>>. Acesso em: Dezembro de 2012.

UNISOLAR. **Módulo Fotovoltaico – Modelo PVL-144.** Disponível em: <<http://www.uni-solar.com>>. Acesso em: Novembro de 2012.

VASCONCELOS, F. M.; e FIGUEIREDO, G. **Metodologia para Projeto e Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Baixa Tensão e Avaliação de Desempenho de um Sistema de 1,575 kWp.** Trabalho de Conclusão de Curso, Faculdade de Engenharia Elétrica, UFPA, Belém. 2010.

WORDPRESS. **Conversão fotovoltaica em uma célula.** Disponível em: <<http://apenergiasrenovaveis.wordpress.com>>. Acesso em: Abril de 2013.

WORLD AIRPORT CODES. **Airport Codes by Country Name.** Disponível em: <<http://www.world-airport-codes.com>>. Acesso em: Janeiro de 2013.

ZHENFA. **Golmud PV power plant.** Disponível em: <http://en.zhenfa.com/products_detail>. Acesso em: Abril de 2013.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Oficina de Textos. São Paulo. 2012.

TRABALHOS PUBLICADOS

SANTOS, F. A. V.; PINHO, J. T.. **Proposal for a Grid-Connected Photovoltaic System for the International Airport Val-De-Cans in Belém, Brazil.** In: ISES SOLAR WORLD CONGRESS 2011, KASSEL, 2011.

SANTOS, F. A. V.; PINHO, J. T.; MACEDO, W. N.. **Estudo da Inserção de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Complexo Aeroportuário de Belém-PA.** In: XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 2008, VIGO.

ANEXO 1

Tabela PBE/Inmetro: Módulos Fotovoltaicos



INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM



Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - **Componentes Fotovoltaicos - MÓDULOS** - Edição 03/12

02/03/12

CLASSES	ÍNDICE MÓDULO		SILÍCIO CRISTALINO		FILMES FINOS		EE
	(MONO-Si / MULTI-Si)	FILMES FINOS	TOTAL	%	TOTAL	%	
A	EE > 13,5	EE > 9,5	111	52,9	0	0,0	Mais eficiente
B	13,5 >= EE > 13,0	9,5 >= EE > 7,5	26	12,4	2	28,6	
C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5	35	16,7	1	14,3	
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5	10	4,8	4	57,1	
E	EE < 11,0	EE < 5,5	28	13,3	0	0,0	
			210	100,0	7	100,0	

SILÍCIO CRISTALINO (mono-Si ou multi-Si)

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m ²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
AERBRAX POWER	AVPROJECT	AVP72M-300Wp	1,960	300	8,15	37,50	15,3	26,0	A

FILMES FINOS

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	ÁREA EXTERNA (m ²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)	CLASSIFICAÇÃO
GEHRLICHER	UNI-SOLAR	PVL-144	2,166	144	4,36	18,000	6,6	7,7	C

Valores de referência medidos em laboratórios, conforme procedimentos estabelecidos no Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica.

ANEXO 2

Datasheet Módulo AVP-72M

avproject



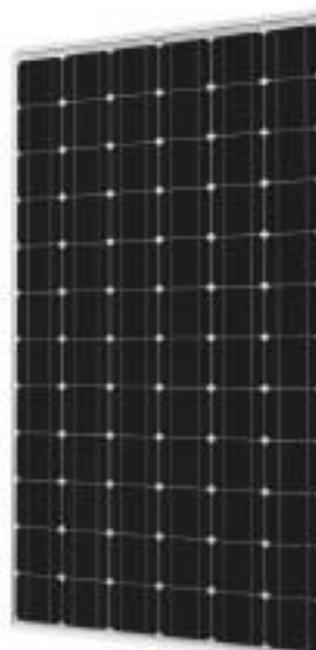
AVP 72M

295 W - 300 W

MÓDULO SOLAR FV MONOCRISTALINO DE ALTA EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO

PORQUE ESCOLHER MÓDULOS AVPROJECT

- Fabricante líder no mercado Italiano; produto "Made in Europa" certificado pelo organismo TÜV InterCert.
- Módulos fotovoltaicos produzidos em estabelecimentos certificados ISO 9001 e ISO 14001.
- Certificados internacionais de qualidade, segurança e prestações.
- Etiquetação ENCE - INMETRO do Programa Brasileiro de Etiquetação, resultando todos os módulos com a mais alta classificação energética: A
- Alta eficiência das células solares m-Si com transmissão elevada que proporciona alta eficiência do módulo AVP72M até 15,31%, minimizando os custos de instalação e maximizando a produção em kWh do sistema.
- Tolerância de potência $\pm 2\%$, minimizando as perdas devido a discrepância nas características de tensão e corrente do sistema solar fotovoltaico.
- Desempenho elevado em condições de pouca luz.
- Garantia de 5 anos por defeitos de fabricação; 12 anos 90% e 25 anos 80% da potência nominal.



www.avproject.it



IEC 61215 - EN 61730 CERTIFIED

Características Elétricas STC

MODELOS	295 W	300 W	
Potência máxima (P _{max})	295	300	Wp
Tensão de funcionamento (V _{mp})	36,4	36,67	V
Corrente de funcionamento (I _{mp})	8,1	8,15	A
Tensão em circuito aberto (V _{oc})	45,3	45,6	V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8,65	8,77	A
Tolerância	± 2	± 2	%
Eficiência do módulo	15,1	15,3	%
Tensão máxima do sistema (V _{sys})	1000	1000	V

STC: Instalação de 1000W/m², temperatura do módulo de 25°C, AM = 1,5

As especificações estão sujeitas a alterações sem aviso prévio.

Características de temperatura

Coefficiente de temperatura da P _{max}	-0,45 %/°C
Coefficiente de temperatura da V _{oc}	-0,34 %/°C
Coefficiente de temperatura da I _{sc}	0,04 %/°C
Temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT)	46±2°C

Características mecânicas

N° Células	72
Tipo de células	monocristalino
Dimensões células	156 x 156 mm
Dimensões módulo	1966 x 997 x 42 mm
Peso	26 kg

^{**} Este produto tem seu desempenho avaliado pelo INMETRO e está em conformidade com o Programa Brasileiro de Etiquetação.

Made in Italy

ANEXO 3

DataSheet Módulo PVL-144

Solar Laminate PVL-Series Model: PVL-144

UNI-SOLAR.

- High Temperature and Low Light Performance
- 5-Year Limited Product Warranty
- Limited Power Output Warranty:
92% at 10 years, 84% at 20 years, 80% at 25 years (of minimum power)
- Quick-Connect Terminals and Adhesive Backing
- Bypass Diodes for Shadow Tolerance

Performance Characteristics

Rated Power (P_{max}):	144 Wp
Production P_{max} Tolerance:	± 5 %

Construction Characteristics

Dimensions:	Length: 5486 mm (216"), Width: 394 mm (15.5"), Depth: 4 mm (0.2"), 16 mm (0.6") including potted terminal housing assembly
Weight:	7.7 kg (17.0 lbs)
Output Cables:	4 mm ² (12 AWG) cable with weatherproof DC-rated quick-connect terminals 560 mm (22") length
Bypass Diodes:	Connected across every solar cell
Encapsulation:	Durable ETFE high light-transmissive polymer
Adhesive:	Ethylene propylene copolymer adhesive sealant with microbial inhibitor
Cell Type:	22 triple junction amorphous silicon solar cells 356 mm x 239 mm (14" x 9.4") connected in series

Qualifications and Safety

 UL 1703 Listed by Underwriters Laboratories for electrical and fire safety (Class A Max. Slope 2/12, Class B Max. Slope 3/12, Class C Unlimited Slope fire ratings) for use in systems up to 600 VDC.

 TÜV Rheinland IEC 61646 and IEC 61730 certified by TÜV Rheinland for use in systems up to 1000 VDC.

Laminate Standard Configuration

Photovoltaic laminate with potted terminal housing assembly with output cables and quick-connect terminals on top.

Application Criteria*

- Installation temperature between 10 °C - 40 °C (50 °F - 100 °F)
- Maximum roof temperature 85 °C (185 °F)
- Minimum slope: 3° (1/2:12)
- Maximum slope 60° (21:12)
- Approved substrates include certain membrane and metal roofing products. See United Solar for details.

*Detailed installation requirements are specified in United Solar installation manuals.



Flexible



Lightweight



Durable



No-Glass



Shadow Tolerant



More kWh



High Temp
Performance



Low Light
Performance

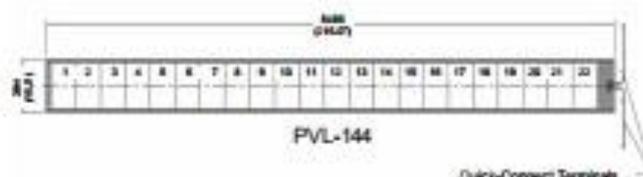
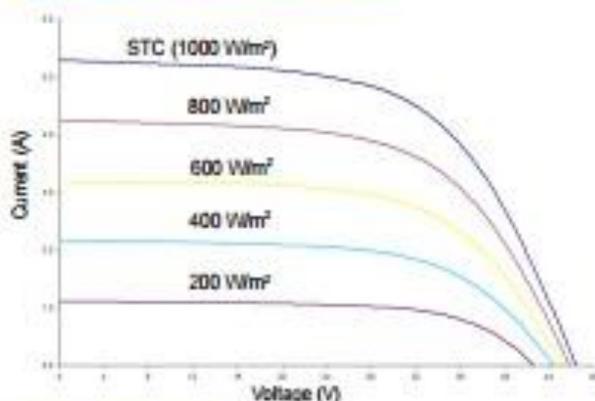
Technical Data Sheet

#AA5-3636-03

Solar Laminate PVL-Series Model: PVL-144

UNI-SOLAR.

IV Curves at various Levels of Irradiance at
Air Mass 1.5 and 25 °C Cell Temperature



All measurements in mm
Inches in parentheses
Tolerances: Length: ± 5 mm (1/4"), Width: ± 3 mm (1/8")

Electrical Specifications

STC
(Standard Test Conditions)
(1000 W/m², AM 1.5, 25 °C Cell Temperature)

Maximum Power (P_{max}): 144 W
Voltage at P_{max} (V_{mp}): 33.0 V
Current at P_{max} (I_{mp}): 4.36 A
Short-circuit Current (I_{sc}): 5.3 A
Open-circuit Voltage (V_{oc}): 46.2 V
Maximum Series Fuse Rating: 8 A

Temperature Coefficients
(at AM 1.5, 1000 W/m² irradiance)

Temperature Coefficient (TC) of I_{sc} : 0.001%/K (0.10%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of V_{oc} : -0.0038%/K (-0.38%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of P_{max} : -0.0021%/K (-0.21%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of I_{mp} : 0.001%/K (0.10%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of V_{mp} : -0.0031%/K (-0.31%/°C)
 $y = y_{reference} \cdot [1 + TC \cdot (T - T_{reference})]$

Notes:

- During the first 6-10 weeks of operation, electrical output exceeds specified ratings. Power output may be higher by 15%, operating voltage may be higher by 11% and operating current may be higher by 4%.
- Electrical specifications are based on measurements performed at standard test conditions of 1000 W/m² irradiance, Air Mass 1.5, and cell temperature of 25 °C after stabilization.
- Actual performance may vary up to 10% from rated power due to low temperature operation, spectral and other related effects. Maximum system open-circuit voltage not to exceed 600 VDC per UL, 1000 VDC per TÜV Rheinland.
- Specifications subject to change without notice.

Your UNI-SOLAR® Distributor:

NOCT
(Nominal Operating Cell Temperature)
(800 W/m², AM 1.5, 1 m/sec. wind)

Maximum Power (P_{max}): 111 W
Voltage at P_{max} (V_{mp}): 30.8 V
Current at P_{max} (I_{mp}): 3.6 A
Short-circuit Current (I_{sc}): 4.3 A
Open-circuit Voltage (V_{oc}): 42.2 V
NOCT: 46 °C

Global Headquarters

United Solar Ovonic LLC
2956 Waterview Drive
Rochester Hills, MI 48309
Tel: 248.293.0440
Fax: 248.844.1214
Toll Free (USA): 1.800.528.0617
info@uni-solar.com

European Headquarters

United Solar Ovonic
Europe SAS
Tour Albert 1er
65, avenue de Colmar
92507 Rust-Malmaison Cedex
Tel: +33.1.74.70.46.24
Fax: +33.1.41.39.00.22
franceinfo@uni-solar.com

German Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Trakener Strasse 7-9
60487 Frankfurt/Main
Tel: +49.69.7137667.0
Fax: +49.69.7137667.67
europeinfo@uni-solar.com

Italian Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Via Monte Baldo, 4
37060 Villafranca (VR)
Tel: +39.045.8600982
Fax: +39.045.8617738
Italyinfo@uni-solar.com

Spanish Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
C/ Jose Ortega y Gasset 25
28006 Madrid
Tel: +34 911269051
Fax: +34 911852670
spaininfo@uni-solar.com

www.uni-solar.com

A subsidiary of Energy
Conversion Devices, Inc.
(Nasdaq: ENER)