



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA ACERCA DA
IMPLEMENTAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA NO CENTRO DE ENSINO MÉDIO
DE TAGUATINGA NORTE**

Autora: Mariana de Mello Duarte

Orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, dezembro de 2016

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA ACERCA DA
IMPLEMENTAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA NO CENTRO DE ENSINO MÉDIO
DE TAGUATINGA NORTE**

MARIANA DE MELLO DUARTE

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRA ELETRICISTA.

APROVADA POR:

Prof. Dr.: Rafael Amaral Shayani, UnB/ ENE

Orientador

Prof. Dr.: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, UnB/ ENE

Professor Convidado

Prof. Dr.: Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/ FGA

Professor Convidado

FICHA CATALOGRÁFICA

DE MELLO DUARTE, MARIANA

Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte [Distrito Federal] 2016.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia

Departamento de Engenharia Elétrica. Orientação: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani.

1. Energia Solar Fotovoltaica 2. Eficiência Energética 3. Programa Brasília Solar
I. ENE/FT/UnB II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

DUARTE, M. M. (2016). Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 136p.

*Dedico este trabalho à minha família,
alicerce da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente à minha família. Em especial, aos meu pais, Sueli e Roberto pelo apoio e suporte fundamentais na dedicação aos estudos e na busca pelos meus sonhos. À minha irmã Letícia, pelo amor e admiração incondicionais. Ao meu avô Odair que sempre incentivou minha dedicação no curso, às minhas avós Lourdes e Clara pelos conselhos ternos, à minha madrinha Maria de Lourdes pelo carinho imenso. À Nilda, que me acompanha desde o nascimento.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Rafael Shayani pelas oportunidades que me concedeu ao longo dos meus anos na Faculdade de Tecnologia de me envolver com temas de suma importância no contexto atual, o que inclui esse trabalho.

Agradeço ao Programa Brasília Solar pela oportunidade de participar de suas discussões e pela iniciativa de estímulo à energia solar fotovoltaica no DF. Sou muito grata em especial à Leila Soraya Menezes com quem fiz meu primeiro contato na SEMA, e ao Dálio Ribeiro de Mendonça Filho que me auxiliou na busca pelos dados necessários à execução desse estudo e me acompanhou nas primeiras visitas a 10 escolas públicas do DF. Obrigada ao Secretário do Meio Ambiente senhor André Lima, que permitiu que eu apresentasse as diretrizes desse trabalho em reunião do programa.

Muito obrigada aos amigos e colegas de curso Ruan Perassa Coêlho, Rodrigo Gregoldo, Renata Lopes e Eduardo Gaspar Gonzales que, sem ganhar nada em troca, me acompanharam e me ajudaram em visitas às escolas participantes do estudo.

Muitíssimo obrigada ao Professor Valdison Alves Ribeiro Morais, pela diferença que faz na escola em que trabalha e pela imensa solicitude validada desde a primeira visita ao CEMTN quando se pôs disponível a ajudar com quaisquer informações da escola que fossem necessárias ao andamento do estudo de caso. Obrigada pelo tempo e energias doados para que esse trabalho se concretizasse.

Agradeço ao diretor do CEMTN, senhor Adriano Moura Neradil, pela cessão das imagens aéreas do CEMTN retiradas com auxílio de seu drone e também a todos os funcionários do CEMTN que auxiliaram na coleta de dados.

Um grande obrigado à ENETEC que intensificou meu desejo por trabalhar em projetos como este além de permitir que eu expandisse meu potencial de organização de trabalho e minha visão holística. Obrigada aos amigos que levarei por toda vida, que participaram da

minha trajetória pelo curso de Engenharia Elétrica e, mesmo que indiretamente, contribuíram para o sucesso desse trabalho.

Por fim, agradeço a Deus, independente de como ou quem ele seja, alimenta em mim a fé para enxergar um mundo melhor no futuro.

RESUMO

A preocupação com as mudanças climáticas levou à criação de organizações globais para que se discutissem alternativas de desenvolvimento sustentável. Os debates internacionais apontam como tendência o investimento em geração solar fotovoltaica e em eficiência energética. Nesse contexto surge, no Distrito Federal, o Programa Brasília Solar da Secretaria do Meio Ambiente. Dentre outros segmentos, o programa almeja estimular a instalação de sistemas fotovoltaicos (SFVs) em escolas públicas do DF, e é justamente nesse recorte que o trabalho se baseia. O objetivo do trabalho é sugerir uma solução técnica e financeiramente viável para energizar 100% de uma escola pública utilizando um SFV e a partir desse estudo de caso, recomendar uma metodologia de projeto que seja implementável nas demais escolas. Dessa forma, escolheu-se para o estudo uma escola representativa dentre o grupo elencado pela Secretaria de Educação, utilizando-se o critério de consumo por aluno. O estudo de caso foi realizado, portanto, sobre o Centro de Ensino Médio de Taguatinga Norte. Após coleta de dados, escolha do telhado para instalação do SFV e modelagem 3D do local, duas soluções são propostas: o Caso 1 analisa a implantação de um arranjo fotovoltaico de 63,6 kWp, dimensionado a partir dos registros de consumo de energia da escola; o Caso 2 sugere a substituição das lâmpadas fluorescentes da escola por lâmpadas de LED e, após estimar o novo consumo de energia reduzido, projeta um SFV de 40,28 kWp para o CEMTN. Após realizar análise econômica de ambas as soluções e compará-las entre si, conclui-se que a melhor alternativa é se implantar o SFV em conjunto com medidas de eficiência energética, como na metodologia do Caso 2, cujo investimento inicial é R\$ 117.076,83 mais barato que o referente ao Caso 1. Adicionalmente, o VLP calculado, à uma TMA de 7,5% é de R\$ 233.943,99, a TIR é de 14,90% a.a. e o Tempo de Retorno do Investimento é de 8,74 anos. Assim, além do custo inicial do projeto ser barateado, ele se torna economicamente mais vantajoso no longo prazo aliando ainda a ocupação de uma área menor pelo SFV, que exigirá também uma manutenção menos onerosa.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Eficiência Energética. Programa Brasília Solar.

ABSTRACT

The concern with climatic changes led to the creation of global organizations with the aim to discuss alternatives for sustainable development. International debates point out the investment in photovoltaic energy and energy efficiency as a tendency. The Brasilia Solar Program comes up in that context. Among other segments, the program aims to stimulate the installation of photovoltaic systems (PVS) in public schools, and that is exactly the field approached by this study. The main goals of this study is to suggest a technical and economical feasible solution to power 100% of the school's loads and then recommend a project methodology applicable to the remaining schools. Thus the school chosen to base the study was the most representative one among the group selected by the SE accordingly with the criteria of energy consumption per student, which is the Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte. Two different solutions are given: Case 1 analyses the implementation of a 63.6 kWp PV system, projected based on the consumption registered for the school; Case 2 recommends the replacement of all of the fluorescent lamps used in the school by LED lamps and only then designs a 40.28 kWp PV system to power the school's new estimated energy consumption. After the economical analysis and comparison between both alternatives, the outcome is that Case 2 presents the best solution for the situation, with an inicial investment cost R\$ 117.076,83 lower than Case 1's. The calculated LPV considering an interest rate of 7,5% is of R\$ 233.943,99, the IRR is of 14,90% and the discounted payback period is of 8,74 years. Besides the lower initial cost of the system, in Case 2 the project becomes more economically advantageous in a long term scenario. In addition, the PV system projected is more compact, so it occupies a smaller area, and hence, requires a less costly maintenance.

Keywords: Photovoltaic Energy Systems. Energy Efficiency. Brasilia Solar Program.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Diagrama dos 17 objetivos para o desenvolvimento sustentável da ONU	6
Figura 2.2 - Esquemático do sistema de compensação de energia	11
Figura 2.3 - Mapa de irradiação global horizontal.....	19
Figura 2.4 - Mapa de radiação solar global horizontal do Brasil.....	20
Figura 2.5 - Principais ângulos da geometria solar.....	21
Figura 2.6 - Irradiância direta incidente sobre superfície horizontal e inclinada.....	22
Figura 2.7 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.....	23
Figura 2.8 - Curva característica de corrente versus tensão de células solares ligadas em série e em paralelo	24
Figura 2.9 - A influência da irradiação e da temperatura na curva característica de um módulo fotovoltaico	25
Figura 2.10 - Panorama de Implementação da Etiquetagem Residencial em Novos Edifícios e Existentes	32
Figura 3.1 – Fluxograma com as etapas da análise técnica	38
Figura 3.2 - Fluxograma dos sub-processos de determinação do consumo do CEMTN.....	39
Figura 3.3 - Fluxograma dos passos seguidos no dimensionamento dos SFVs para os casos 1 e 2.....	42
Figura 3.4 - Fluxograma para Análise Econômica	45
Figura 3.5 - Composição do custo total da instalação de um sistema FV de acordo com o Instituto Ideal	46
Figura 3.6 - Fluxograma de passos para utilizar o PVsyst.....	53
Figura 4.1 - Vista aérea da escola CEMTN	61
Figura 4.2 – Foto aérea com detalhe indicando o telhado sul da biblioteca do CEMTN	68
Figura 4.3 - Foto aérea com detalhe indicando a cobertura da quadra do CEMTN	68
Figura 4.4 - Localização do norte geográfico com relação à escola CEMTN	69
Figura 4.5 - Estrutura metálica do telhado de cobertura da quadra	70
Figura 4.6 - Localização do padrão de entrada da CEB e da guarita.....	71
Figura 4.7 - Modelo 3D em SketchUp da quadra coberta do CEMTN	71
Figura 4.8 - Vista superior da quadra coberta do CEMTN.....	72
Figura 4.9 - Sombreamento no dia 21 de junho às 9h da manhã.....	73
Figura 4.10 - Sombreamento no dia 21 de junho à 1h da tarde	73

Figura 4.11 - Sombreamento no dia 21 de junho às 4h da tarde.....	74
Figura 4.12 - Vista superior do telhado com o sistema de 63,6 kWp	77
Figura 4.13 - Telhado com o sistema de 63,6 kWp no dia 21 de junho às 4h da tarde	78
Figura 4.14 - Vista superior do telhado com o sistema de 40,28 kWp	80
Figura 4.15 - Telhado com o sistema de 40,28 kWp no dia 21 de junho às 4h da tarde	80
Figura 4.16 - Diagrama Unifilar de interconexão dos módulos com os inversores para uma face do telhado no Caso 1	82
Figura 4.17 - Diagrama Unifilar de interconexão dos inversores com a rede para o Caso 1 ...	83
Figura 4.18 - Diagrama Unifilar de interconexão dos módulos com os inversores para a face leste do telhado no Caso 2	84
Figura 4.19 - Diagrama Unifilar de interconexão dos módulos com os inversores para a face oeste do telhado no Caso 2.....	85
Figura 4.20 - Diagrama Unifilar de interconexão dos inversores com a rede para o Caso 2 ...	86
Figura 4.21 - Fluxograma de etapas para execução de projeto de SFV + eficiência energética em escolas públicas do DF.....	105

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 -Medidas necessárias para ir além das resoluções das NDCs a fim de atingir a meta dos 2°C (cenário 450), até 2040	5
Gráfico 2.2 - Participação dos diferentes setores no GT do Brasília Solar.....	8
Gráfico 2.3 - As mais altas eficiências encontradas em células de laboratório	14
Gráfico 2.4 - Produção global por região da indústria de módulos fotovoltaicos entre 2005 e 2015.....	15
Gráfico 2.5 - Produção mundial de módulos fotovoltaicos por região	15
Gráfico 2.6 - Capacidade cumulativa instalada de SFV até 2015 no mundo	16
Gráfico 2.7 - Porcentagem da capacidade cumulativa instalada por região no final de 2015 ..	16
Gráfico 2.8 - Matriz de energia elétrica brasileira	17
Gráfico 2.9 - Supervisão da implantação por tipo de geração, potência (MW) e quantidade de usinas.....	18
Gráfico 2.10 - Porcentagem da produção anual global por tecnologia.....	24
Gráfico 2.11 - Mudança global no índice de intensidade energética de com as projeções de 2016-2030 de acordo com o INDC e com o Cenário 450.....	30
Gráfico 2.12 - Níveis internacionais de eficiência energética em sistemas de ar condicionado do tipo split	33
Gráfico 2.13 - Mudança no índice de intensidade energética em países selecionados.....	33
Gráfico 2.14 - Evolução da intensidade energética e da economia	34
Gráfico 4.1 - Horas de Sol Pleno Diárias sobre um plano horizontal e sobre um plano de inclinação igual a latitude ao longo do ano em Brasília	60
Gráfico 4.3 - Consumo de energia ao longo dos meses do CEMTN.....	63
Gráfico 4.4 - Comparativo dos custos de investimento inicial para os casos 1 e 2	90
Gráfico 4.5 - Evolução comparativa do reajuste tarifário, IPCA e IGP-M.....	93
Gráfico 4.6 – Comparativo entre os gastos com o projeto no Caso 1 e os gastos atuais com contas de energia.....	100
Gráfico 4.7 - Divisão do que se gasta mensalmente com conta de energia no CEMTN entre o investimento, pagamentos à concessionária e economia	100
Gráfico 4.8 – Comparativo entre os gastos com o projeto no Caso 2 e os gastos atuais com contas de energia.....	101
Gráfico 4.9 - Divisão do que se gasta mensalmente com conta de energia no CEMTN entre o investimento, pagamentos à concessionária e economia	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Potencial de conservação de energia com base nos valores do Balanço de Energia Útil (BEU) em 10 ³ tep/ano - ano base2014	31
Tabela 3.1 - Modelo de Fluxo de caixa adotado no trabalho.....	49
Tabela 4.1 - Resumo do Consumo Energético das Escolas por Aluno.....	59
Tabela 4.2 - Dados de consumo energético CEMTN	63
Tabela 4.3 - Horários de funcionamento das dependências do CEMTN.....	64
Tabela 4.4 - Porcentagem que o sistema de iluminação do CEMTN representa no consumo total.	65
Tabela 4.5 - Porcentagem que o sistema de iluminação do CEMTN representa no novo consumo total.....	66
Tabela 4.6 - Redução no consumo de energia com a iluminação no CEMTN	67
Tabela 4.7 - Redução do consumo de energia total do CEMTN	67
Tabela 4.8 - Resumo das especificações dos arranjos dos dois telhados para o caso 1	76
Tabela 4.9 - Resumo das especificações dos arranjos dos dois telhados para o caso 2.....	78
Tabela 4.10 - Orçamento em diversos fornecedores para equipamentos de um SFV	87
Tabela 4.11 - Orçamento em diversos fornecedores para lâmpadas de LED	88
Tabela 4.12 - Detalhamento do custo inicial para o SFV do caso 1	89
Tabela 4.13 - Detalhamento do custo inicial para o SFV do caso 2	89
Tabela 4.14 – Investimento inicial para substituição das lâmpadas do CEMTN por LED	89
Tabela 4.15 - Histórico de reajuste tarifário anual da CEB dos últimos 12 anos	91
Tabela 4.16 - Série histórica do IPCA dos últimos 12 anos	92
Tabela 4.17 - Série Histórica do IGP-M dos últimos 12 anos	92
Tabela 4.18 – Tarifa de energia para o grupo B3 da CEB.....	93
Tabela 4.19 - Resumo dos parâmetros utilizados no fluxo de caixa do SFV 63,6kWp.....	94
Tabela 4.20 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 1	95
Tabela 4.21 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 2	95
Tabela 4.22 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 3	95
Tabela 4.23 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 4	96
Tabela 4.24 - Resumo dos parâmetros utilizados no fluxo de caixa do SFV de 40,28kWp.....	96
Tabela 4.25 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 1	97
Tabela 4.26 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 2	97
Tabela 4.27 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 3	98

Tabela 4.28 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 4	98
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOS	<i>Balance of System</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Central Energética de Brasília
CEMTN	Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CPV	Concentrador Fotovoltaico
CRESCESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DF	Distrito Federal
DHI	Irradiação Difusa Horizontal – <i>Horizontal Diffuse Irradiation</i>
DNI	Irradiação Difusa Normal - <i>Normal Diffuse Irradiation</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHI	Irradiação Global Horizontal - <i>Horizontal Global Irradiation</i>
I	Corrente
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGPM	Índice Geral de Preços no Mercado
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
LED	<i>Light Emitting Diode</i>

LID	Degradação do Módulo por Luz (<i>Light Induced Degradation</i>)
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
NR	Norma Regulamentadora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
PR	<i>Performance Ratio</i>
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel
ProGD	Programa de Geração Distribuída
SE	Secretaria de Educação
SEMA	Secretaria de Meio Ambiente do Distrito Federal
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UnB	Universidade de Brasília
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico
WWF	<i>World Wide Fund</i>

SUMÁRIO

SUMÁRIO	16
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 Contexto global de ações voltadas à mitigação das mudanças climáticas.....	4
2.2 O Programa Brasília Solar	7
2.3 Micro e Minigeração Distribuída – Resoluções normativas nº 482/2012 e 687/2015 da ANEEL.....	10
2.4 ProGD	12
2.5 Geração solar fotovoltaica	13
2.5.1 A tecnologia solar fotovoltaica	13
2.5.2 O mercado de geração solar fotovoltaica no Brasil e no mundo	14
2.5.3 Recurso Solar no Brasil e no DF.....	18
2.5.4 Ângulos da Geometria Solar	21
2.5.5 Módulos Fotovoltaicos	23
2.5.6 Inversores.....	26
2.6 Eficiência Energética	28
2.6.1 Breve panorama global do mercado de eficiência energética.....	29
2.6.2 Eficiência Energética no Brasil.....	30
2.6.3 Eficiência energética na iluminação de interiores e lâmpadas LED.....	34
3 MATERIAIS E MÉTODOS	36
3.1 MÉTODO UTILIZADO	36
3.1.1 Escolha da Escola para realização dos estudos de caso	36
3.1.2 Metodologia da Análise Técnica	37
3.1.3 Metodologia da análise econômica.....	45
3.1.4 Resultados obtidos ao final da aplicação do método	52
3.2 MATERIAIS UTILIZADOS	52
3.2.1 PVsyst	52
3.2.2 SketchUp.....	57
3.2.3 AutoCAD	58
3.2.4 Excel	58
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	59

4.1	Escolha da Escola para realização dos Estudos de Caso	59
4.2	RESULTADOS DA ANÁLISE TÉCNICA	60
4.2.1	Avaliação do Recurso Solar.....	60
4.2.2	Coleta de Dados da Escola CEMTN.....	61
4.2.3	Determinação do Consumo de Energia da Escola	62
4.2.4	Estudo de Eficiência Energética para Iluminação	64
4.2.5	Determinação do Novo Consumo de Energia da Escola	66
4.2.6	Escolha do Telhado.....	67
4.2.7	Modelagem 3D e Estudo de Sombreamento.....	71
4.2.8	Dimensionamento do Sistema e Estudo da Distribuição de Painéis.....	74
4.2.9	Dimensionamento do Sistema para o Caso 1.....	76
4.2.10	Dimensionamento do Sistema para o Caso 2.....	78
4.2.11	Projeto Elétrico	81
4.3	RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA	86
4.3.1	Levantamento dos preços dos equipamentos dos SFVs e custo de instalação	86
4.3.2	Levantamento dos preços das lâmpadas de LED e custo de instalação.....	88
4.3.3	Levantamento do Investimento Inicial.....	88
4.3.4	Elaboração do Fluxo de Caixa	90
4.3.5	Fluxo de Caixa para o Caso 1	94
4.3.6	Fluxo de Caixa para o Caso 2	96
4.3.7	Análise de Viabilidade Econômica.....	99
4.3.8	Considerações Finais	102
5	CONCLUSÃO	106
	BIBLIOGRAFIA	109
	I. QUESTIONÁRIO APLICADO NAS ESCOLAS.....	114
	II. TABELA DETALHADA DO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DO CEMTN.....	116
	(PARTE 1)	116
	III. TABELA DETALHADA DO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO APÓS A TROCA	
	DAS LÂMPADAS FLUORESCENTES POR LED	118
	(PARTE 1)	118
	(PARTE 2)	119

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho versa sobre uma temática bastante atual nas pautas nacionais e globais: a implementação de projetos de geração de energia solar fotovoltaica e eficiência energética. Em um contexto mais específico, o estudo aqui apresentado foi motivado pelo Programa Brasília Solar, criado em 2015 pela Secretaria do Meio Ambiente do Distrito Federal.

O Programa Brasília Solar surgiu em meio às discussões correntes sobre a necessidade de diversificação da matriz elétrica e, em especial, sobre as mudanças climáticas, um fenômeno constatado há alguns anos. Tais discussões formalizaram-se com a criação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (UNFCCC) em 1992 e envolveram os países com uma abordagem mais ativa a partir do Protocolo de Quioto, em 1997 e mais recentemente, em 2015, com o Acordo de Paris.

Todos esses tratados e comitês atuam no sentido de propor ações de adaptação às alterações do clima e de mitigação dos processos prejudiciais ao meio ambiente e o Programa Brasília Solar, em consonância com a estratégia mundial, busca apoiar projetos na área de energia solar e eficiência energética.

Dentre os vários projetos demonstrativos propostos pelo programa, este trabalho aborda o de instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em escolas públicas do DF. A decisão de realizar um projeto demonstrativo para escolas apresentou três principais motivações. A primeira delas é a crença que implementar um SFV em uma escola pode criar oportunidades de se explorar melhor a educação ambiental nesse nicho, algo fundamental dada a tendência atual de desenvolvimento sustentável.

Adicionalmente, é bastante interessante a ideia de se ter um SFV, que consiste em um sistema de custo elevado, normalmente instalado em locais onde a população é de maior poder aquisitivo, em uma escola pública, onde muitos alunos não costumam ter contato facilitado com novas tecnologias.

Finalmente, o sistema projetado para a escola pode ser aproveitado como um exemplo concreto para se ensinar os princípios básicos de funcionamento da tecnologia solar fotovoltaica e apresentar aos alunos uma área nova na qual eles possam empreender e para qual possam direcionar suas carreiras. Alia-se, portanto, a tecnologia à função social didática

das escolas, entidades formadoras de cidadãos conscientes e informados sobre o que acontece no mundo ao seu redor.

O objetivo geral deste trabalho é, portanto, recomendar uma solução para energização de 100% de uma escola pública do DF utilizando-se sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como propor uma metodologia para a realização de estudo de análise de viabilidade técnico-econômica da instalação de SFVs em escolas públicas.

Mais especificamente, realiza-se, então, um estudo de viabilidade técnica e econômica de duas soluções para uma escola pública do DF, escolhida após a realização de visitas presenciais, aplicação de questionário qualitativo e coleta de dados de consumo de energia de 10 escolas indicadas pela Secretaria de Educação do DF para a realização de estudos de projetos junto ao Programa Brasília Solar.

As duas soluções apresentadas possuem o mesmo objetivo: a instalação de um SFV dimensionado para suprir o consumo total da escola. A primeira solução apresentada, ou o caso base, consiste no projeto de um arranjo FV que possa suprir o consumo da escola calculado com base nos registros de consumo fornecidos pela CEB. Já para a segunda solução, um estudo de potencial de eficiência energética na iluminação artificial da escola é realizado inicialmente e, a partir dele, é proposta a substituição das lâmpadas existentes por lâmpadas de LED, uma tecnologia para iluminação mais eficiente dentre as disponíveis no mercado. Estima-se, portanto, o novo consumo médio que a escola apresentaria após a troca de lâmpadas e projeta-se o SFV que atenderia ao novo consumo calculado para a escola.

Além do dimensionamento e especificações técnicas para ambos os casos, realiza-se o estudo de viabilidade econômica para cada solução e, por fim, comparam-se os dois projetos, tanto sob o viés técnico quanto econômico, a fim de sugerir para o Programa Brasília Solar, a metodologia mais adequada para se reproduzir nas escolas do DF.

Para enriquecer o trabalho algumas ferramentas de modelagem e projeto foram adotadas. O dimensionamento dos SFVs para ambos os casos de estudo foi realizado com o auxílio do programa PVSyst, que além de permitir a entrada das mais variadas características e peculiaridades do projeto, conta com uma ampla base de dados de fabricantes e equipamentos e gera resultados detalhados a partir da simulação da performance do sistema.

Outra ferramenta utilizada foi o SketchUp, utilizado para modelar em 3D o local de instalação do sistema, realizar um estudo de sombreamento da área e ilustrar como ficariam dispostos os módulos solares sobre o telhado escolhido.

Com o objetivo de guiar o leitor, detalhar e tornar claro como o trabalho foi realizado, o texto é dividido em 5 capítulos e anexos ao final. O capítulo que segue a Introdução trata

das referências bibliográficas que contextualizam o projeto em âmbito global, nacional e no DF e expõem os principais conceitos utilizados, tanto do ramo de geração solar fotovoltaica quanto do campo de eficiência energética com foco em iluminação de interiores.

O capítulo 3 refere-se aos métodos e materiais empregados para obtenção dos resultados. Neste capítulo explicitam-se as etapas que percorrem desde a definição da escola até a escolha do telhado para instalação do sistema passando pelas etapas do dimensionamento dos SFVs, metodologias para análise de viabilidade econômica e emprego dos *softwares* utilizados.

O capítulo 4 compila os resultados obtidos para os dois casos estudados seguindo a ordem proposta no capítulo anterior. Nele encontram-se várias tabelas que mostram resultados numéricos e fotos ilustrativas elaboradas com o programa de modelagem 3D. É neste capítulo que se concentram essencialmente as contribuições deste trabalho, retomadas no próximo capítulo, o quinto, que resume as conclusões obtidas a partir dos resultados, além de sugerir temas para trabalhos futuros que possam se encaminhar a partir deste.

Os anexos ao final trazem mais algumas informações que não poderiam ser expostas ao longo dos capítulos pois afetariam a organização do conteúdo. Neles são encontrados o questionário utilizado para coleta de dados qualitativos nas escolas, uma explicação mais ilustrativa a cerca dos parâmetros de entrada do *software* PVSyst e as especificações técnicas dos equipamentos utilizados no dimensionamento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo contextualiza o trabalho mostrando o panorama global e regional com o qual seu tema se relaciona. Ele expõe também a motivação para se realizar o projeto, mostra dados de relevância para o tema além de trazer a explanação a cerca dos conceitos mais importantes para o entendimento do estudo de caso aqui relatado.

2.1 Contexto global de ações voltadas à mitigação das mudanças climáticas

As mudanças climáticas observadas e relatadas, especialmente nos últimos 25 anos, conduziram os países e organizações mundiais a buscarem alternativas mais sustentáveis de desenvolvimento, o que inclui a procura por fontes de energia limpas e renováveis bem como o estímulo ao consumo energético consciente.

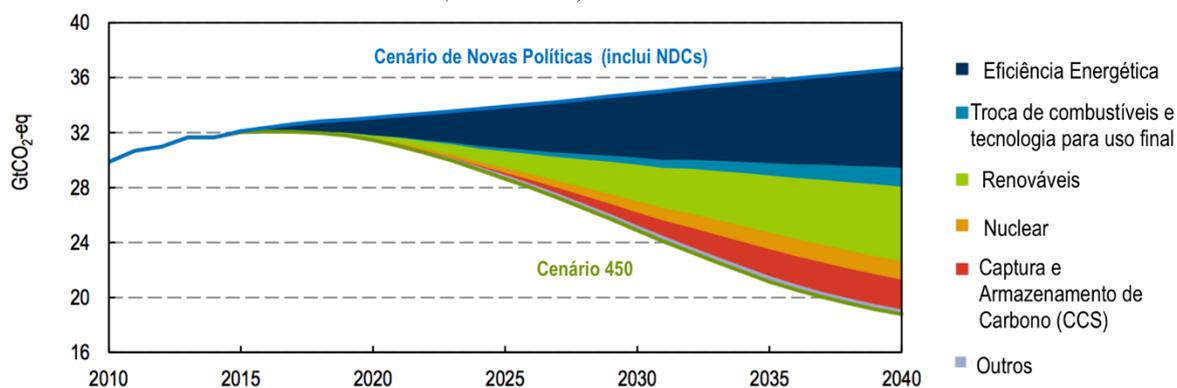
Dentre as várias iniciativas empreendidas nas últimas décadas, pode-se destacar a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (UNFCCC), assinada no Rio de Janeiro em 1992, cujo objetivo é estabilizar as concentrações dos gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera em um nível que impeça uma interferência antrópica no sistema climático, e o Protocolo de Quioto assinado em 1997, um tratado complementar que definiu metas de redução de emissões para os países participantes (MMA, Ministério do Meio Ambiente).

Mais recentemente, o Acordo de Paris, assinado na COP21 em dezembro de 2015 e que entrou oficialmente em vigor dia 4 de novembro de 2016, concretizou um acordo internacional do clima aplicado a 195 países, um grande passo nas negociações voltadas para reverter as mudanças climáticas. Tal compromisso entre as nações apresenta o objetivo de limitar o aumento da temperatura, mantendo-o bem abaixo de 2°C, promovendo esforços para que permaneça inferior a 1,5°C. Busca-se alcançar esse objetivo através de três pilares: adaptação, ou seja, medidas que os países devem tomar para reduzir os impactos causados pelas mudanças climáticas; mitigação, que corresponde às medidas e políticas introduzidas para reduzir as emissões de GEE; e a diferenciação ou noção de responsabilidade comum, embora diferenciada dentre os países participantes do acordo, respeitando sua respectivas capacidades e responsabilidades (PARIS AGREEMENT, 2015).

O alcance desse ambicioso objetivo firmado pelo Acordo de Paris necessita de ações reais e em escala especialmente no setor energético mundial, que engloba eletricidade, gás, combustíveis derivados de petróleo entre outros. Apenas esse setor é responsável por cerca de

dois terços das emissões globais de GEE. Tal objetivo, no entanto, é factível principalmente graças ao avanço das tecnologias com baixa emissão de carbono e à diminuição dos custos com energias renováveis. O custo médio da tecnologia para produção de energia eólica *onshore* por exemplo, diminuiu em 30%, enquanto projetos de energia solar fotovoltaica de maior escala tiveram seu custo reduzido em dois terços entre os anos de 2010 e 2015. Logo, hoje, é bastante realista, e para muitos inevitável, se conceber um sistema de geração de energia elétrica, a nível global, com baixa emissão de carbono, algo que seria alcançado através de um estímulo mais intenso à implementação de projetos de energias renováveis bem como à adoção de medidas de eficiência energética (IEA, 2016).

Gráfico 2.1 - Medidas necessárias para ir além das resoluções das NDCs a fim de atingir a meta dos 2°C (cenário 450), até 2040



Nota: O cenário de novas políticas é o cenário central do World Energy Outlook e inclui os componentes relacionados a energia das NDCs¹ definidos em 1 de outubro de 2015

Fonte: Energy, climate change and Environment, 2016 Insights, IEA

Em consonância com essa consciência e percepção das mudanças climáticas surge também a “Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável” da ONU (figura 2.1), um conjunto de 17 objetivos e 169 metas que constitui um plano de ação para as pessoas, o planeta e para a prosperidade, voltado para todos os países e partes interessadas atuarem em parceria colaborativa (ONU, 2015).

Uma das esferas cruciais onde a agenda pretende atuar é na proteção do planeta com relação à degradação. A estratégia dentro dessa esfera deve ser executada, sobretudo, por meio do consumo e da produção sustentáveis, da gestão sustentável dos recursos naturais e

¹ As NDCs ou Contribuições Determinadas Nacionalmente são as contribuições submetidas por cada país à COP que informam as ações de cada um, voltadas para o Acordo Internacional do Clima.

tomando-se medidas urgentes para se reverter a mudança climática, de modo que o planeta possa suportar as necessidades das gerações presentes e futuras (ONU, 2015).

Figura 2.1 - Diagrama dos 17 objetivos para o desenvolvimento sustentável da ONU



Fonte: Site das Nações Unidas – Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015> - Acesso em: 04/11/2016

Os objetivos 7, 11, 13 e 17, em particular, são diretamente alinhados com a questão de mudança do panorama energético prevista para se alcançar com a meta da COP 21:

- Objetivo 7: assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos;
- Objetivo 11: tornar as cidades e os assentamentos humanos inclusivos, seguros, resilientes e sustentáveis;
- Objetivo 13: tomar medidas urgentes para combater a mudança climática e seus impactos;
- Objetivo 17: Fortalecer os meios de implementação e revitalizar a parceria global para o desenvolvimento sustentável.

Todos os 17 objetivos, no entanto, relacionam-se e suas consequências impactam umas nas outras. Logo, o incentivo e a promoção de projetos que se beneficiem do uso de fontes renováveis de energia e da redução do consumo energético através da eficiência, como este trabalho apresenta, estão alinhados com os objetivos globais e, em maior ou menor escala, tais projetos contribuem para o alcance das metas mundiais de desenvolvimento e de redução dos impactos ambientais.

Nesse cenário de mobilização para combate às mudanças climáticas, o Brasil tem sua participação marcada por boas iniciativas de comprometimento com as causas ambientais,

algo coerente com o patrimônio natural do país que abriga dentre muitos ecossistemas ricos em biodiversidade, a Floresta Amazônica, um dos maiores biomas do planeta.

Para começar, destaca-se que o Brasil foi o país sede da conferência da ONU que criou a UNFCCC e foi também a primeira nação a assinar a Convenção. Em 2002 o país aderiu voluntariamente ao Protocolo de Quioto e dois anos depois implantou o Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal (PPCDAm), cujo objetivo foi reduzir de forma contínua e consistente o desmatamento e criar as condições para se estabelecer um modelo de desenvolvimento sustentável na Amazônia Legal, resultando em uma redução de 80% na área desmatada de 2004 a 2015 (MMA).

No ano de 2009, anunciou-se a meta voluntária brasileira de reduzir entre 36,1% e 38,9% suas emissões projetadas até 2020 e criou-se a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) instituída pela lei nº 12.187. O PNMC instituiu a criação do Fundo Clima, cuja finalidade é financiar projetos, estudos e empreendimentos que visem à mitigação da mudança climática e a adaptação aos seus efeitos. Com o advento do Acordo de Paris, em 2015, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões dos GEE em 37% até 2025 e apresentou o indicativo de redução de 43% até 2030 (MMA).

Mais recentemente, em 10 de maio de 2016 o país institui o Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima, um instrumento de âmbito federal, elaborado com colaboração da sociedade civil, setor privado e governos estaduais para promover a redução da vulnerabilidade nacional às mudanças climáticas e a realização de uma gestão de risco associada a esse fenômeno (MMA, 2016).

Em uma escala regional, a Secretaria do Meio Ambiente do Distrito Federal trabalha desde maio de 2015 com o Grupo de Trabalho do Brasília Solar cujo objetivo consiste em levantar informações acerca do cenário atual de energia solar no DF e ideias para a construção do Programa Brasília Solar que é a motivação para os estudos relatados nesse trabalho.

2.2 O Programa Brasília Solar

As projeções das consequências causadas pelas mudanças climáticas no Brasil incluem elevação de temperatura, redução das chuvas e impactos sobre os nossos recursos hídricos. A alteração desses fatores afeta diretamente matriz elétrica nacional, uma vez que, em 2015, 64% da matriz correspondiam às fontes hidráulicas, podendo esse indicador subir para 66,2% no ano de 2016 (MME, 2016).

A matriz elétrica do DF é igualmente dominada por hidrelétricas. Cerca de 80% da parcela de energia vinda de hidrelétricas é de Furnas e 20% de Itaipu. Ambas usinas sofrem com cenários de anomalia de vazão (SEMA, 2016).

O problema de níveis baixos de água nos reservatórios já culminou na aplicação de medidas de curto prazo, como o aumento da tarifa de energia e a adoção do sistema de bandeiras tarifárias, o que pode levar o preço da energia a ser um ônus cada vez maior nos orçamentos familiares e de governo.

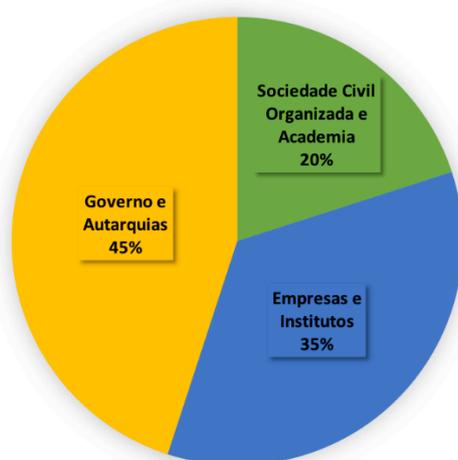
Logo é imperativo que o DF e demais estados busquem alternativas para diversificar sua matriz, mantendo-a majoritariamente limpa de maneira a evitar elevação de suas emissões bem como a necessidade de racionamento de energia.

Considerando esse cenário, o Governo do Distrito Federal comprometeu-se em implementar a Política Distrital de Mudanças Climáticas, a fim de reduzir emissões de GEE e valorizar atividades econômicas de baixa emissão de carbono.

Nesse sentido o Programa Brasília Solar surge como plano estratégico de geração descentralizada de energia e incentivos financeiros à implantação de equipamentos de micro e minigeração (SOMOS TODOS BRASÍLIA, 2015).

A construção do programa se iniciou com a criação do Grupo de Trabalho Brasília Solar, em 8 de maio de 2015. A composição do GT foi variada e abrangeu não somente entidades governamentais como também representantes da academia, do setor privado, institutos relacionados à cadeia de energia solar fotovoltaica e sociedade civil (gráfico 2.2).

Gráfico 2.2 - Participação dos diferentes setores no GT do Brasília Solar



Fonte: Site SEMA DF – Disponível em: <http://www.semarh.df.gov.br/colégiados/gt-brasilia-solar.html> - Acesso em: 17/11/2016 (adaptado)

A composição diversificada do GT traz uma multidisciplinariedade fundamental para que as diretrizes do programa possam atender a todos os setores da sociedade e para que elas sejam elaboradas sob os vieses técnico, jurídico, econômico, social e de gestão. O Programa foi então efetivamente criado perante o GDF pelo Decreto nº 37.717, em 19/10/2016 (GDF, 2016). As diretrizes do programa incluem sua motivação, visão e metas.

A motivação do Programa Brasília Solar é aproveitar a boa incidência solar do DF para aplicação da tecnologia solar fotovoltaica, colocada pelo programa como socialmente justa, inclusiva e com potencial gerador de empregos e, com isso, transformar Brasília, uma cidade moderna e à frente do seu tempo, em um modelo de uso de novas tecnologias para o desenvolvimento sustentável.

A visão do programa é ter uma Brasília:

- Solar, com alta capacidade de geração de energia solar fotovoltaica e boas práticas de eficiência energética;
- Resiliente às mudanças climáticas, tornando-se autossuficiente do ponto de vista energético e, portanto, menos vulnerável às alterações do clima;
- Verde, por incentivar e implementar tecnologias com baixa emissão de carbono e fontes renováveis de energia;
- Inclusiva e Sustentável, por investir em fontes alternativas e no uso eficiente de energia de modo a imunizar a cidade à elevação do custo desse insumo, bem como contribuir para geração de renda e criação de uma nova categoria profissional (SEMA, 2016).

Suas metas para os próximos três anos incluem:

- Instalação de governança, com um programa de incentivo à energia solar fotovoltaica no DF implantado e cooperação técnica para projetos demonstrativos de energia solar fotovoltaica implementada;
- Incentivos e financiamentos estimulados com isenções tributárias regulamentadas e linha de financiamento específica para sistemas de energia solar fotovoltaica criados;
- Formação de nova categoria profissional com a capacitação em instalação e manutenção de SFVs promovida em parceria com a Fábrica Social da Secretaria do Estado do Trabalho;

- Implantação de projetos de demonstração, que incluem instalação de SFVs em prédios públicos, escolas públicas, hospitais públicos, edifícios industriais e comerciais, no estádio nacional e em pelo menos 1000 telhados.

Ao final do programa espera-se que a potência nominal total de SFVs instalados no DF seja de 59,5MW, além de se obter a geração de 5000 empregos, diretos ou indiretos, em nível técnico, tecnológico e superior. O orçamento total dos projetos especiais do governo, ao final dos três anos, é projetado para ser de R\$ 281,6 milhões e os investimentos nos projetos de iniciativa privada deve ser da ordem de R\$ 212,8 milhões (SEMA, 2016).

A implementação de um programa como o Brasília Solar foi facilitada por uma série de iniciativas que o país conseguiu empreender ao longo dos últimos anos voltadas para o incentivo à geração distribuída por fontes renováveis com destaque para a tecnologia solar fotovoltaica. Um grande passo foi a publicação da resolução normativa n. 482/2012 da ANEEL posteriormente revisada pela resolução normativa n. 687/2015. A adoção de programas específicos para fomentar projetos de geração com fontes renováveis de energia, como o ProGD também constituem a estratégia do país para o desenvolvimento sustentável.

2.3 Micro e Minigeração Distribuída – Resoluções normativas nº 482/2012 e 687/2015 da ANEEL

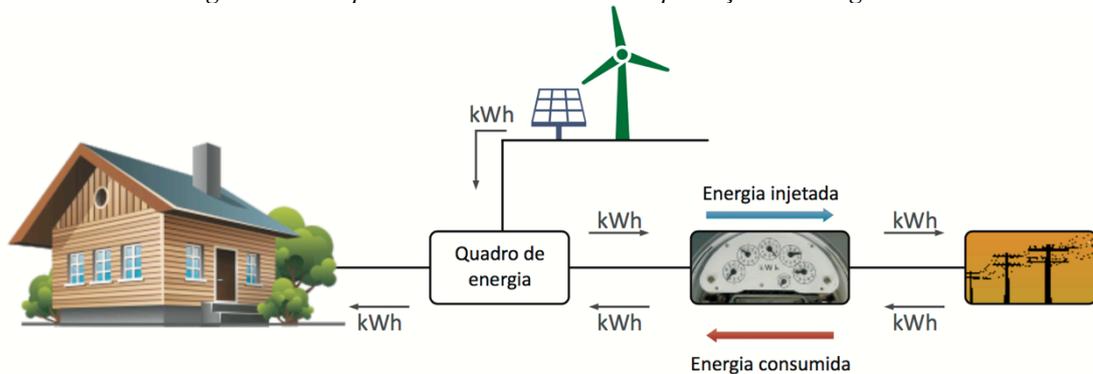
A micro e minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeitos de diferenciação, a microgeração refere-se a uma central geradora com potência instalada igual ou inferior a 75kW, enquanto que na minigeração, a potência instalada é superior a 75kW e inferior a 3MW para fonte hídrica ou inferior a 5MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

Para estabelecer o acesso da micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, a ANEEL publicou a REN nº482 em 17 de abril de 2012, posteriormente revisada pela REN nº 687/2015, cujo objetivo é reduzir os custos e o tempo para conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais do Fornecimento (REN nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura de energia (ANEEL, 2016).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica definido na resolução da ANEEL trata-se de um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou

minigeração própria é cedida à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade e que esteja na mesma área de concessão.

Figura 2.2 - Esquemático do sistema de compensação de energia



Fonte: Caderno temático de micro e minigeração distribuída da ANEEL - Sistema de compensação de energia elétrica

Quando a geração da unidade consumidora for maior que o consumo, o saldo positivo de energia pode ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura de meses subsequentes, respeitando-se a validade desses créditos de 60 meses. Para se aferir o consumo e a geração da unidade consumidora é preciso adotar um sistema de medição bidirecional, que pode ser realizado por meio de 2 medidores unidirecionais.

A Resolução Normativa possibilita ainda a modalidade de geração compartilhada, ou seja, consumidores de uma mesma área de concessão, por meio de consórcio ou cooperativa, instalam um sistema de micro ou minigeração distribuída e utilizam os créditos de energia gerados para abater a fatura dos consorciados ou cooperados.

Há também a possibilidade de geração distribuída em empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios). Nesse caso os créditos de energia podem ser repartidos, de acordo com porcentagens pré-definidas, entre os condôminos.

Importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada (ANEEL, 2016).

2.4 ProGD

O programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica (ProGD) foi lançado em dezembro de 2015 pelo Ministério de Minas e Energia para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de fontes renováveis de energia, em especial a solar fotovoltaica.

A previsão é que, até 2030, o programa movimente R\$100 bilhões em investimentos em projetos de geração distribuída por fontes renováveis, com adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras capazes de gerar sua própria energia, o que pode resultar em 23,5 MW de potência instalada. Com isso o Brasil pode evitar a emissão de 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera (MME, 2015).

Destacam-se como objetivos do programa:

- A criação e expansão de linhas de crédito e formas de financiamento de projetos para a instalação de sistemas de geração distribuída nos segmentos residencial, comercial e industrial;
- O incentivo ao estabelecimento de indústrias fabricantes de componentes e equipamentos usados em empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis, bem como ao estabelecimento de empresas de comércio e de prestação de serviços na área de geração distribuída a partir de fontes renováveis;
- A promoção da atração de investimentos, nacionais e internacionais, e favorecer a transferência e nacionalização de tecnologias competitivas para energias renováveis;
- O fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar em todos os elos da cadeia produtiva das energias renováveis (MME, 2015).

Dentre as ações realizadas em 2015 que serão apoiadas pelo ProGD estão algumas medidas de incentivo fiscal e financeiro como:

- A isenção do imposto ICMS sobre a energia inserida pelo consumidor na rede da distribuidora, sendo o ICMS tributado apenas sobre o saldo da energia que ele receber da distribuidora e não conseguir compensar (a isenção incidirá nos estados que aderiram ao convênio ICMS16/2015);
- A isenção dos impostos PIS/Cofins sobre a energia injetada pelo consumidor na rede elétrica. Assim como no caso anterior o PIS/PASEP e o Cofins serão tributados apenas sobre o saldo de energia que a unidade consumidora não conseguir tributar;

- A redução do imposto de importação: até 31 de dezembro de 2016, está reduzida de 14% para 2% a alíquota do imposto de importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica;
- O apoio do BNDES com recursos a taxas diferenciadas a projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos (MME, 2015).

2.5 Geração solar fotovoltaica

2.5.1 A tecnologia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é resultante da conversão direta da energia proveniente do sol em energia elétrica. Tal processo pode ser realizado por células fotovoltaicas, fabricadas com material semicondutor, consideradas como a unidade fundamental desse processo de conversão.

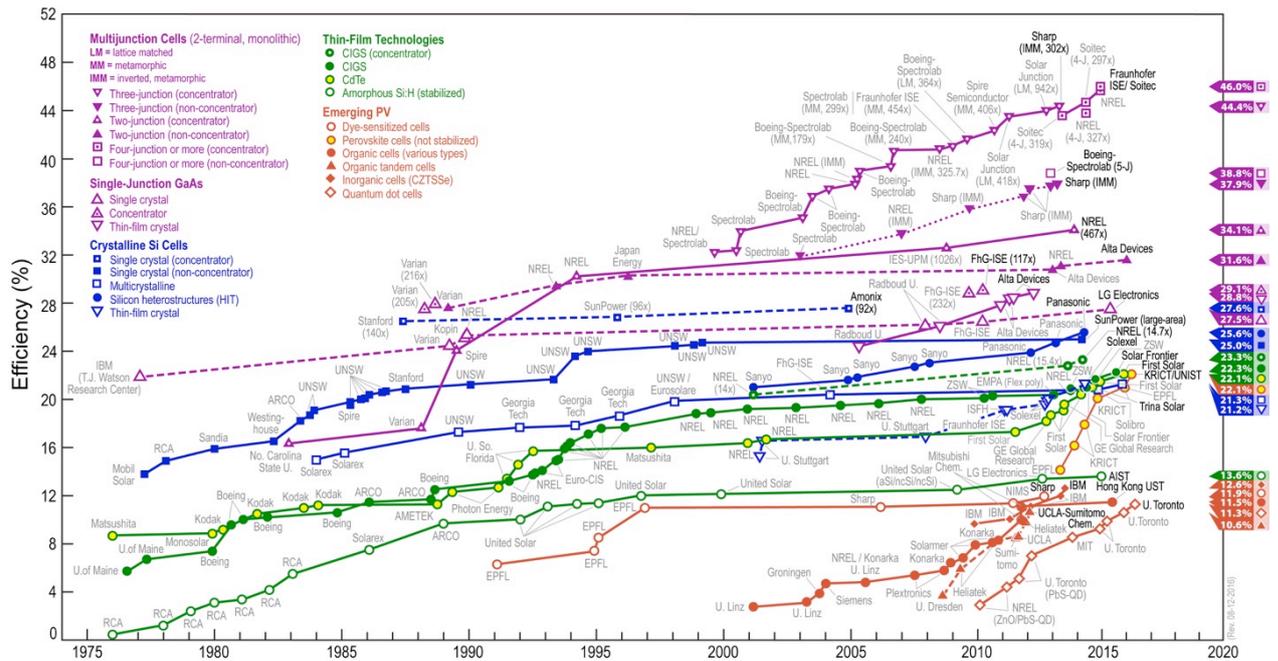
Atualmente existem algumas variações das tecnologias aplicadas na produção de células, sendo as de silício mono (m-Si) e policristalinos (p-Si) as mais comumente encontradas no mercado (representam 85% dos produtos disponíveis) (CRESESB, 2014).

Há ainda a tecnologia comercialmente denominada filme fino, cuja eficiência é inferior às células de silício cristalino. Os filmes finos podem ser produzidos a partir de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe).

Em fase de pesquisa e desenvolvimento, testes e produção em pequena escala estão as tecnologias de célula fotovoltaica multijunção, célula fotovoltaica para concentração (CPV) e células orgânicas (CRESESB, 2014).

A eficiência de uma célula fotovoltaica corresponde ao percentual da energia solar incidente que ela é capaz de converter em energia elétrica. O aprimoramento das tecnologias existentes e o surgimento de novos produtos nessa área se deve, em grande parte, à busca por células mais eficientes, uma vez que o aumento no rendimento de módulos fotovoltaicos contribui para melhorar sua competitividade no mercado. O gráfico 2.3 mostra a evolução da eficiência de células solares em laboratório registradas de 1975 a 2015. Destaca-se que os equipamentos mais comumente disponíveis no mercado apresentam uma eficiência um pouco inferior aos valores atingidos mais recentemente.

Gráfico 2.3 - As mais altas eficiências encontradas em células de laboratório



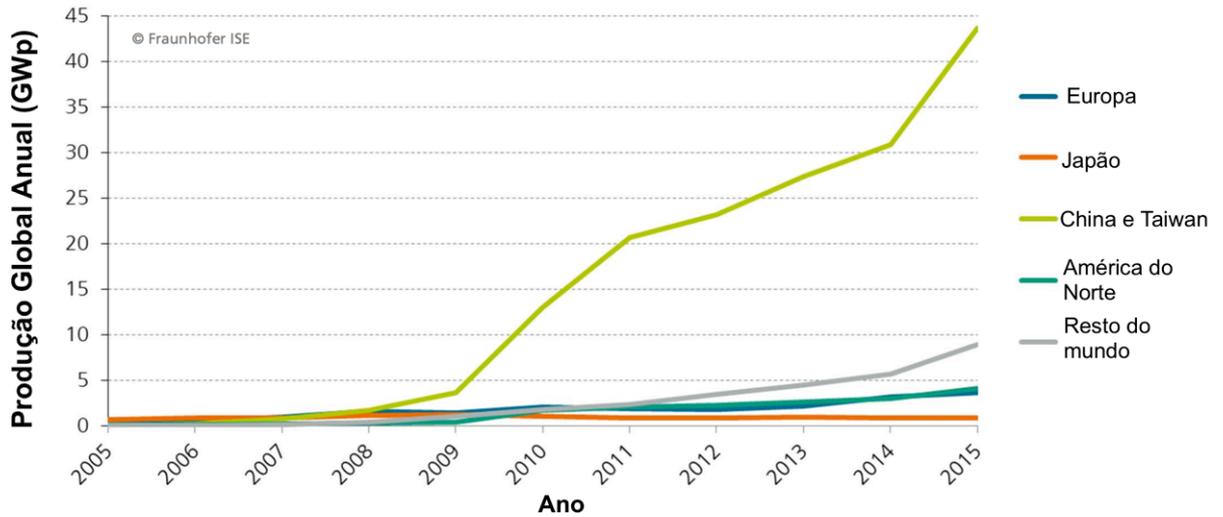
Fonte: National Renewable Energy Laboratory –Disponível em:
http://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency_chart.jpg - Acesso em: 17/11/2016

2.5.2 O mercado de geração solar fotovoltaica no Brasil e no mundo

O mercado de geração solar fotovoltaica cresceu rapidamente ao longo dos últimos anos. A taxa composta de crescimento anual de instalações de sistemas fotovoltaicos foi de 41% entre os anos de 2000 e 2015 (FRAUNHOFER ISE, 2016).

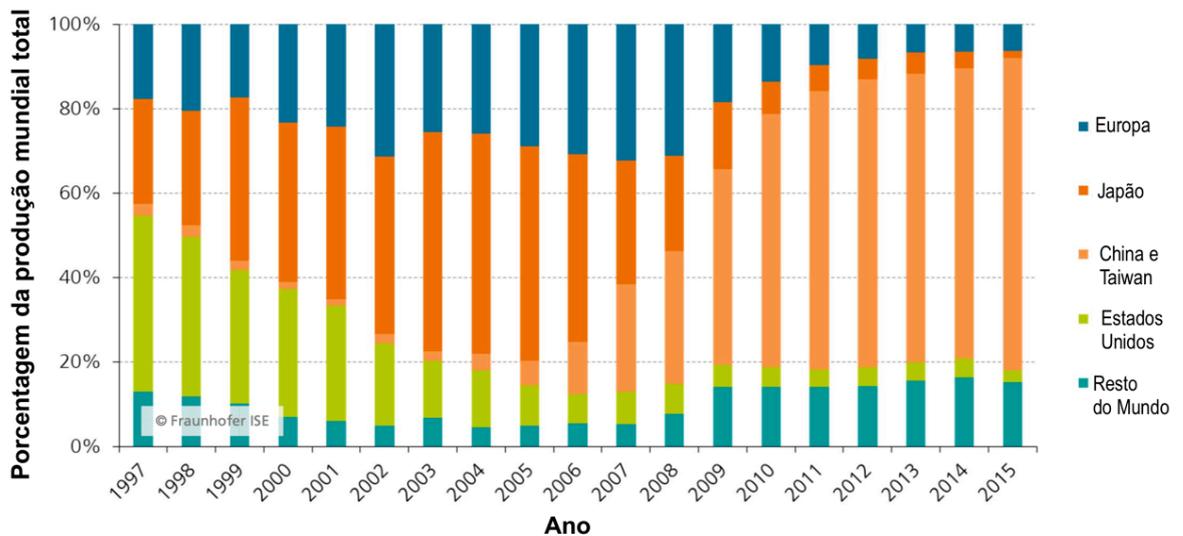
A produção de módulos fotovoltaicos cresceu bastante na Ásia (gráfico 2.4), sendo a China a grande responsável pela fabricação desses equipamentos contribuindo com 71% da produção em 2015 seguida pela região da Ásia-Pacífico e da Ásia central, responsáveis por 14%, enquanto Europa e Estados Unidos/Canadá fabricaram, respectivamente, 5% e 6% da produção mundial. A participação de alguns países e regiões do mundo na produção de módulos pode ser observada no gráfico 2.5 (FRAUNHOFER ISE, 2016).

Gráfico 2.4 - Produção global por região da indústria de módulos fotovoltaicos entre 2005 e 2015



Fonte: Photovoltaics Report 2016 - Fraunhofer ISE

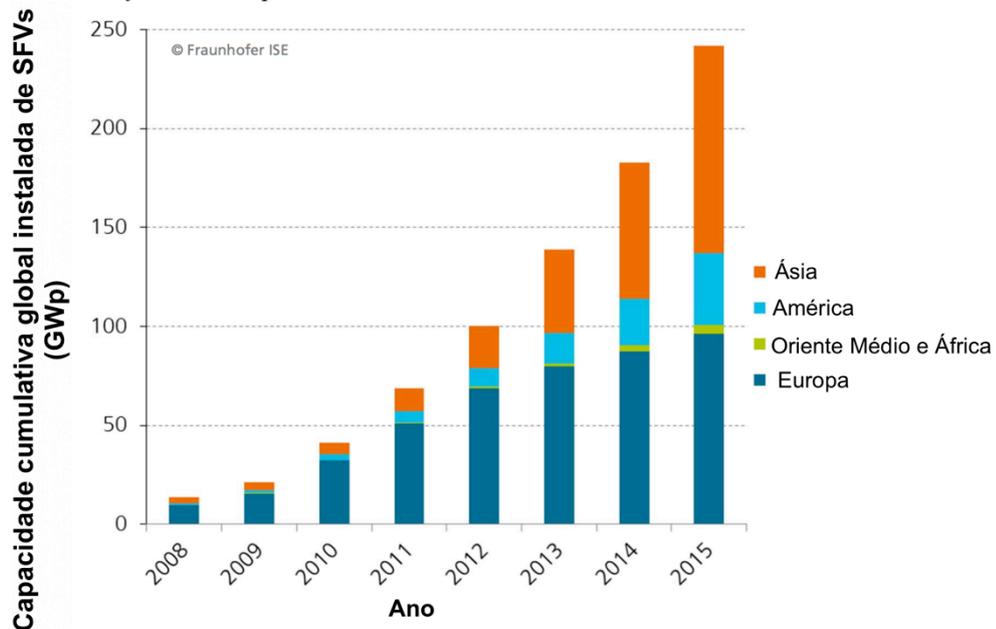
Gráfico 2.5 - Produção mundial de módulos fotovoltaicos por região



Fonte: Photovoltaics Report 2016 - Fraunhofer ISE

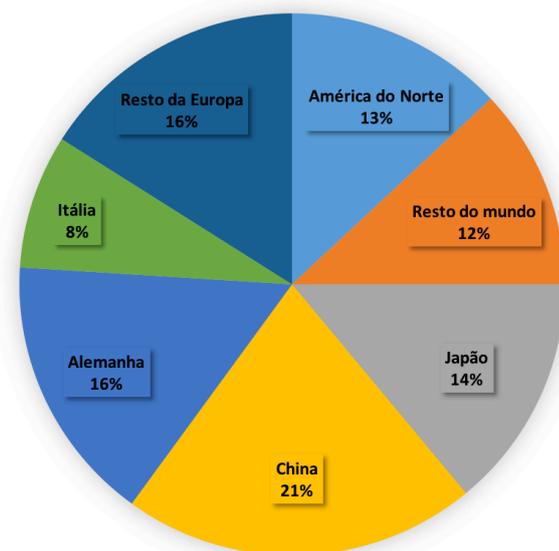
De modo análogo, a capacidade instalada de SFVs no mundo cresceu quase que exponencialmente ao longo dos últimos sete anos (gráfico 2.6), chegando a 242GWp, incluindo sistemas isolados e conectados à rede, ao final de 2015 (FRAUNHOFER ISE, 2016). A maior parte das instalações concentram-se na Ásia e nos países europeus (gráfico 2.7).

Gráfico 2.6 - Capacidade cumulativa instalada de SFV até 2015 no mundo



Fonte: Photovoltaics Report 2016 - Fraunhofer ISE

Gráfico 2.7 - Porcentagem da capacidade cumulativa instalada por região no final de 2015



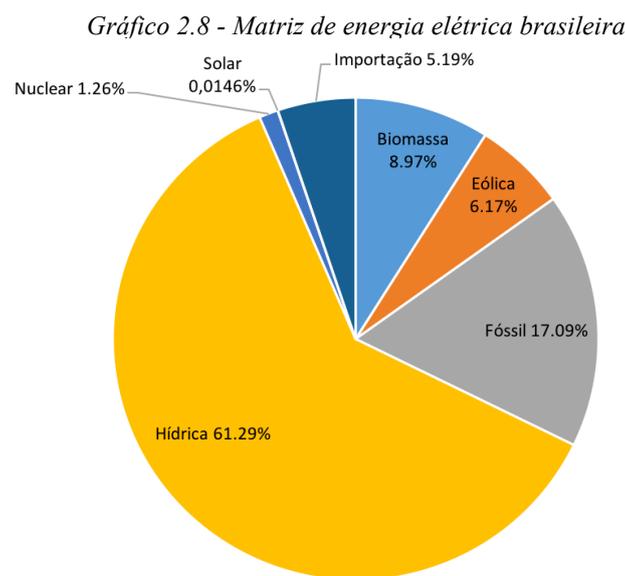
Fonte: Photovoltaics Report 2016 - Fraunhofer ISE

Alguns países a parte dos tradicionais mercados fotovoltaicos destacaram-se nos últimos anos devido à elevada capacidade cumulativa instalada até o final de 2015. É o caso da Índia, com mais de 5 GW instalados, África do Sul com 0,9 GW, Taiwan com 0,8 GW, Paquistão, com 0,78 GW, Chile com 0,9 GW, Ucrânia com 0,6 GW (IEA-PVPS, 2016).

Em um contexto mais continental, enquanto alguns países das américas apresentaram uma taxa de crescimento expressivo de seus mercados de energia fotovoltaica, no período

2014 para 2015, como é o caso do Uruguai (273%) e do Chile (201%), o Brasil obteve um crescimento de 41%, ainda bastante longe de alcançar seu potencial (BARBOSA, BOGANOV, P., & C., 2015).

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) atualizado no dia 11 de novembro de 2016 pela ANEEL do total de empreendimentos de geração de energia em operação, correspondentes à 149,2GW de potência instalada, apenas 0,0146%, ou algo próximo de 23MW, correspondem à geração por centrais geradoras solar fotovoltaicas. O gráfico 2.8 realça como a energia solar fotovoltaica é pouco expressiva em nossa matriz.

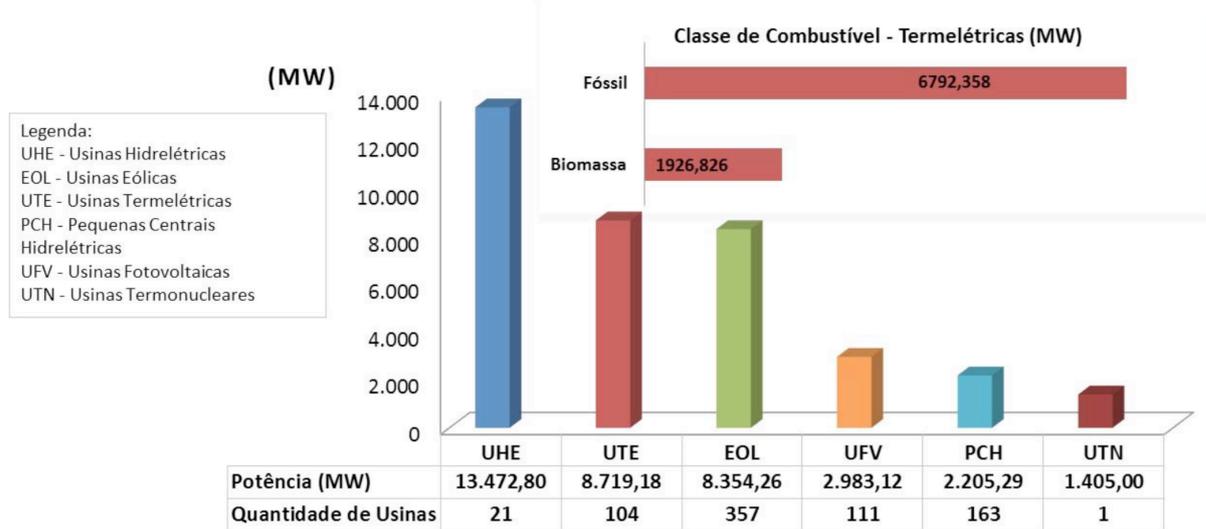


Fonte: BIG- ANEEL de 11/11/2016 – Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> - Acesso em: 17/11/2016

No entanto, vale destacar que a quantidade de empreendimentos de geração de energia que estão em fase de implantação incluem ainda uma parcela adicional de geração solar fotovoltaica a serem instaladas (gráfico 2.9). Dos 37.139,65 MW de capacidade a ser instalada, 7,9% correspondem a usinas fotovoltaicas de acordo com o Relatório de Acompanhamento de Implantação de Empreendimentos de Geração emitido pela ANEEL em outubro de 2016 (ANEEL, 2016).

Gráfico 2.9 - Supervisão da implantação por tipo de geração, potência (MW) e quantidade de usinas



Fonte: Relatório de Acompanhamento de Implantação de Empreendimentos de Geração emitido pela ANEEL de outubro de 2016

2.5.3 Recurso Solar no Brasil e no DF

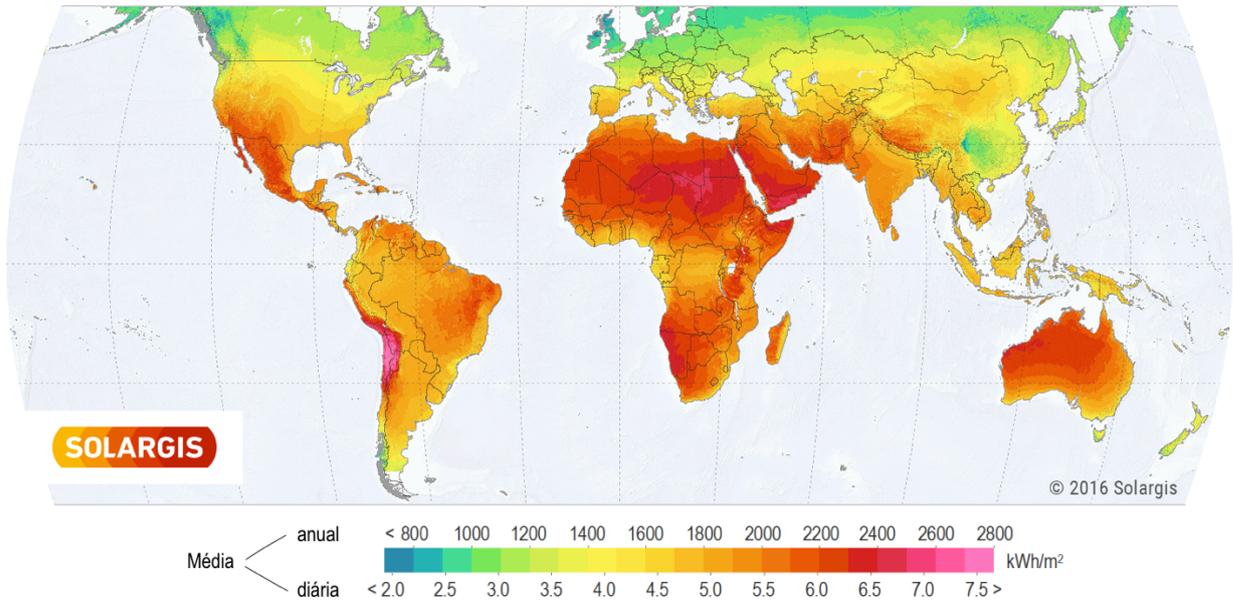
A radiação solar incidente sobre a Terra constitui-se numa inesgotável fonte energética que se distribui de modo heterogêneo em sua superfície e ao longo do ano, consequência do formato da Terra, de seu posicionamento com relação ao sol e de seu movimento de translação e rotação.

O Brasil encontra-se geograficamente bem posicionado sob o aspecto do recurso solar disponível, ao longo de toda sua área, concentra-se um bom nível de radiação solar incidente, como mostra o mapa de irradiação global horizontal² da figura 2.3.

² A irradiação global horizontal inclui as parcelas de irradiação direta, difusa (incidente após espalhamento ocorrido na atmosfera terrestre) e o albedo (parte de radiação solar que chega à Terra e é refletida pelo ambiente do entorno) incidentes sobre uma superfície horizontal.

Figura 2.3 - Mapa de irradiação global horizontal

IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL

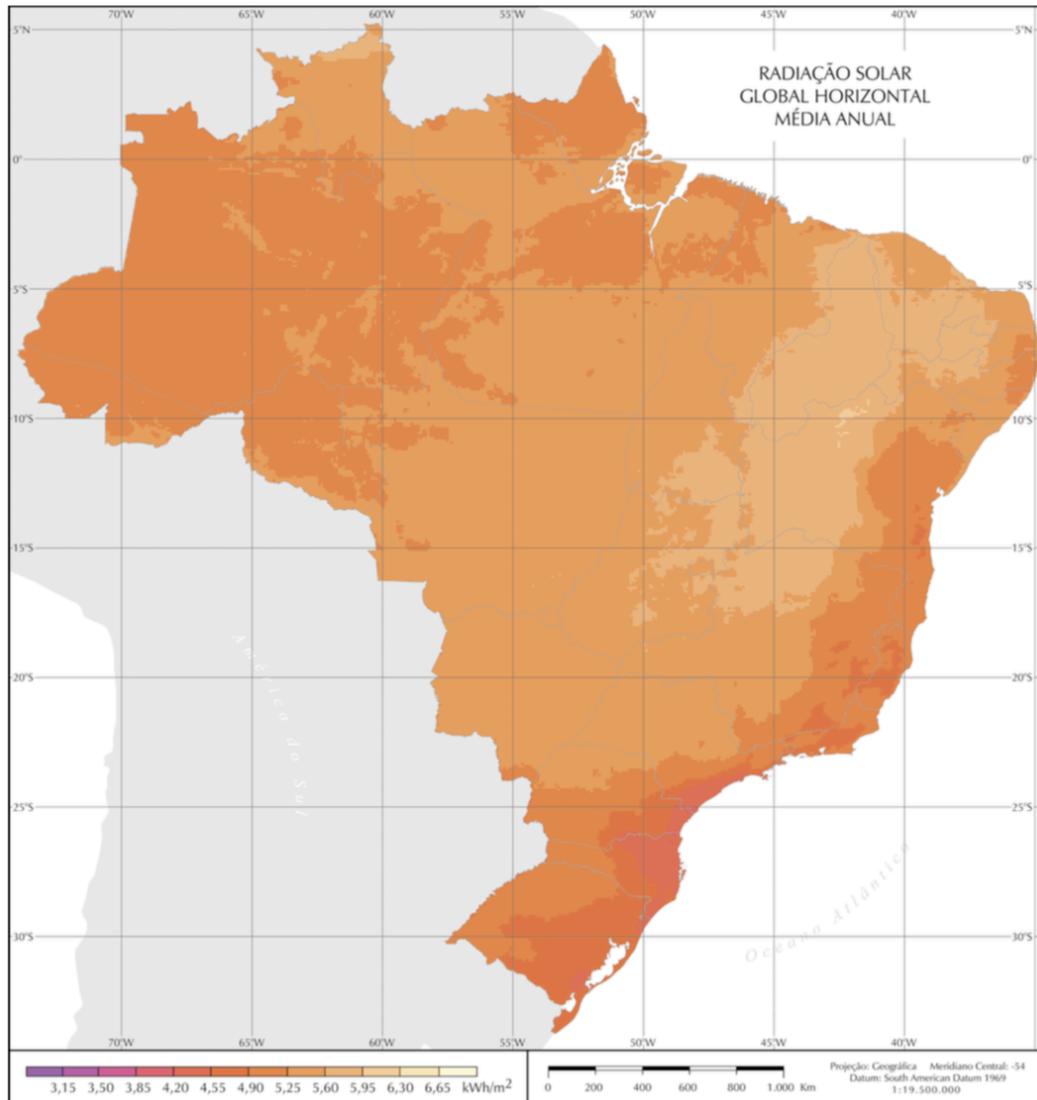


Fonte: SOLARGIS – Disponível em: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world> - Acesso em 17/11/2016

A média diária de irradiação solar ao longo de praticamente todo território brasileiro é em torno de $5\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$. Segundo um estudo promovido pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) os níveis de irradiação anuais ficam entre $1550\text{kWh/m}^2\cdot\text{ano}$ e $2350\text{kWh/m}^2\cdot\text{ano}$, o que caracteriza uma boa correspondência entre recurso e demanda por energia do país (SEMA, 2016).

As regiões centro-oeste e nordeste do país são as mais privilegiadas em termos de irradiação solar e o Distrito Federal apresenta um dos melhores níveis de irradiação do Brasil.

Figura 2.4 - Mapa de radiação solar global horizontal do Brasil



Fonte: INPE – Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf - Acesso em: 17/11/2016

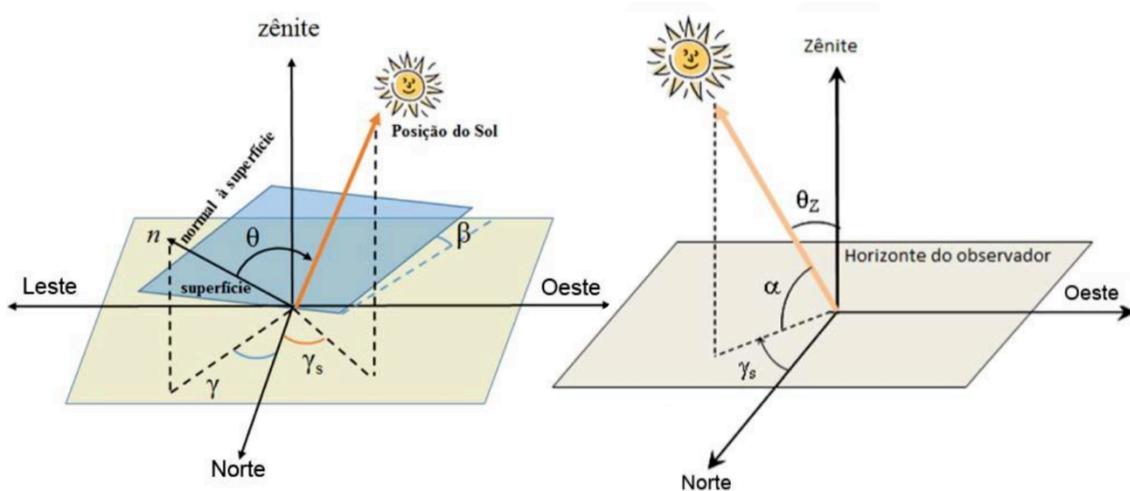
Observando os mapas do Atlas Brasileiro de Energia Solar constata-se que a média de irradiação global diária do DF situa-se entre $5,25 \text{ kWh/m}^2$ e $5,95 \text{ kWh/m}^2$, (INPE, 2006) além disso, a temperatura média do ar é em torno de $23,84^\circ\text{C}$, uma temperatura média inferior à da região Nordeste, e seus índices de nebulosidade e pluviometria são baixos (ABSOLAR, 2015). Tais parâmetros são favoráveis à implementação e ao bom desempenho de sistemas de geração solar fotovoltaica, o que fica evidenciado no estudo realizado pela WWF em parceria com a UnB que mostra o potencial de geração de energia solar fotovoltaica no DF. Segundo esse estudo, é possível gerar toda eletricidade demanda pelo DF, que possui um território de 5780 km^2 , ocupando $0,41\%$ de sua área com módulos fotovoltaicos, ou seja, uma área de 24

km^2 é suficiente para gerar energia para toda população do DF, cujo consumo anual de eletricidade é de 6085 GWh (WWF-Brasil, UnB, 2016).

2.5.4 Ângulos da Geometria Solar

Para se elaborar o projeto de um sistema solar fotovoltaico é preciso saber, antes de tudo, se o recurso solar disponível é adequado e suficiente para geração. No entanto é preciso entender ainda como a irradiação solar é aproveitada pelos módulos fotovoltaicos, o que inclui o entendimento dos ângulos solares. Os principais ângulos da geometria solar são ilustrados pela figura 2.5.

Figura 2.5 - Principais ângulos da geometria solar



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos CEPEL - CRESESB, 2014

São eles:

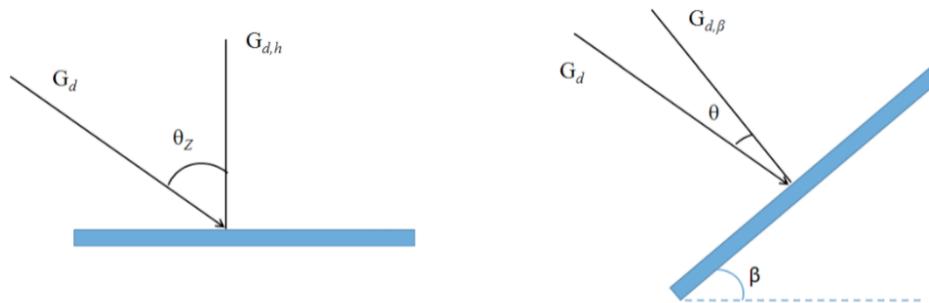
- Ângulo zenital (θ_z), formado entre os raios do sol e a vertical local (zênite);
- Altura ou elevação solar (α), ângulo entre os raios do sol e sua projeção sobre o plano horizontal;
- Ângulo azimutal do sol (γ_s), entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte-sul;
- Ângulo azimutal (γ), entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção norte-sul;
- Ângulo de inclinação (β), entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal;

- Ângulo de incidência (θ) entre os raios de sol e a normal à superfície de captação.

Os ângulos θ_z e θ permitem calcular a componente direta da irradiância que incide normalmente em um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou em uma superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), vide figura 2.6, de acordo com a equação 2.1, desde que conhecida a componente direta da irradiância (G_d) incidente sobre a superfície (CRESESB, 2014).

$$\frac{G_{D,\beta}}{G_{D,h}} = \frac{G_D \cdot \cos \theta}{G_D \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

Figura 2.6 - Irradiância direta incidente sobre superfície horizontal e inclinada



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos CEPTEL - CRESESB, 2014

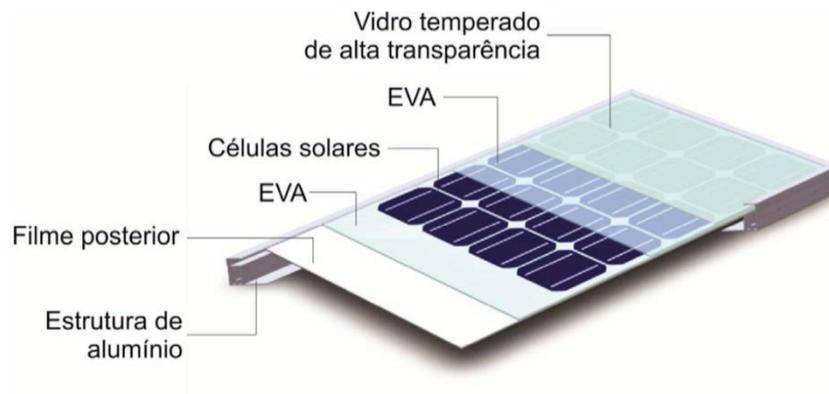
Vale destacar que, em geral, para que os módulos de um arranjo FV opere de forma eficiente é recomendado que eles estejam orientados em direção à linha do equador, de modo que, para um sistema instalado em uma localidade do hemisfério sul, a face das placas solares deve estar orientada para o norte.

Para geração máxima, recomenda-se que os módulos possuam ângulo de inclinação igual à latitude local. No entanto, pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente de modo que o ângulo de inclinação da placa pode variar até 10° em torno da latitude do local. Em áreas muito próximas ao equador, uma inclinação mínima de 10° é adequada para favorecer a limpeza dos módulos pela água da chuva. Em locais muito empoeirados deve-se limpar regularmente a superfície dos módulos a fim de reduzir a degradação de seu desempenho pelo acúmulo de sujeira (CRESESB, 2014).

2.5.5 Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (figura 2.7). Ele se constitui na unidade comercial do gerador fotovoltaico (CRESESB, 2014).

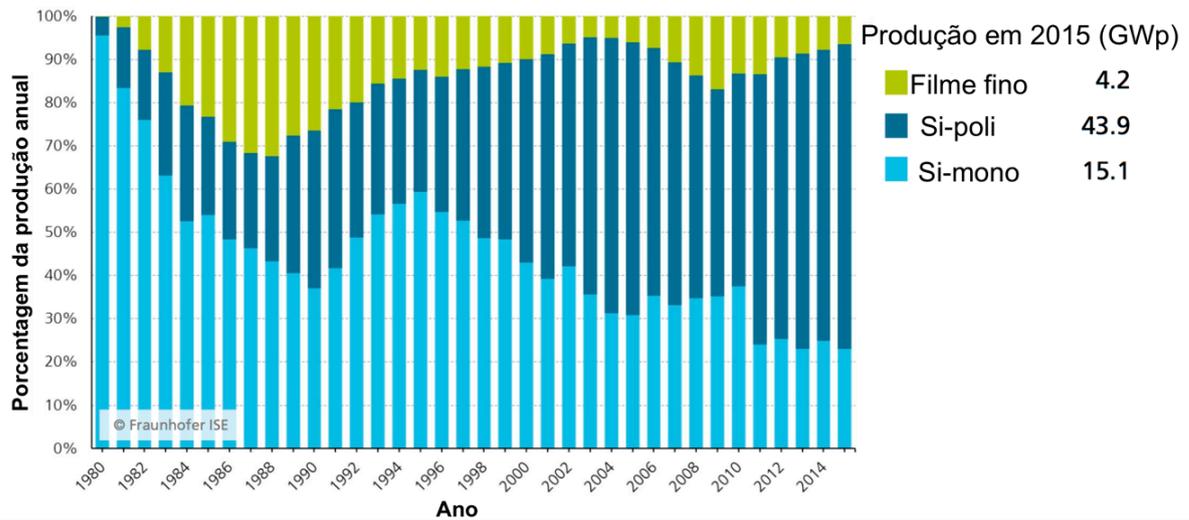
Figura 2.7 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos CEPEL - CRESESB, 2014

Devido à existência de diferentes tecnologias envolvendo a produção de células solares existem diferentes tipos de placas, mas os módulos que utilizam como base o *wafér* de silício (*Si-wafér*) são os mais comumente encontrados no mercado, em 2015, por exemplo, representaram 93% de toda produção. Desse total, 69% da produção foi referente a módulos de silício policristalinos e 7% referente à tecnologia filme fino, como mostrado no gráfico 2.9 (FRAUNHOFER ISE, 2016).

Gráfico 2.10 - Porcentagem da produção anual global por tecnologia

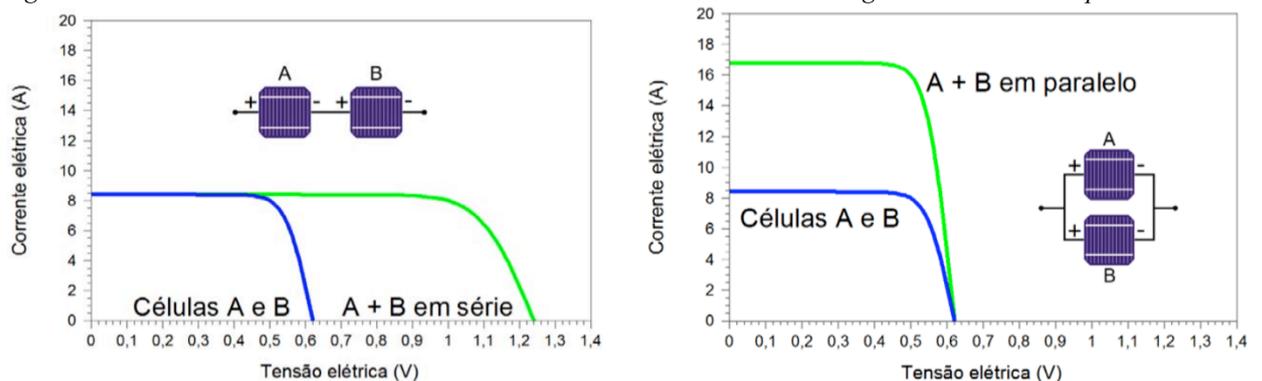


Fonte: Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE

Ao longo dos últimos 10 anos a eficiência média das placas solares de silício comercialmente encontradas aumentaram de 12% para 17%. Esse aumento da eficiência permitiu a confecção de células cada vez mais finas de modo que a quantidade de silício necessária para sua produção diminuiu de 16g/Wp para 6g/Wp. Assim, o tempo que um módulo FV leva para gerar a energia gasta em sua produção (*energy payback*) ficou reduzido e seu preço também caiu (FRAUNHOFER ISE, 2016).

As placas solares são caracterizadas por suas curvas características de corrente *versus* tensão e de potência *versus* tensão e pelos seus dados nominais. As curvas características do módulo são resultantes das curvas características das células solares e relacionadas ao modo como as células são eletricamente conectadas, em série ou em paralelo, como ilustra a figura 2.8.

Figura 2.8 - Curva característica de corrente versus tensão de células solares ligadas em série e em paralelo

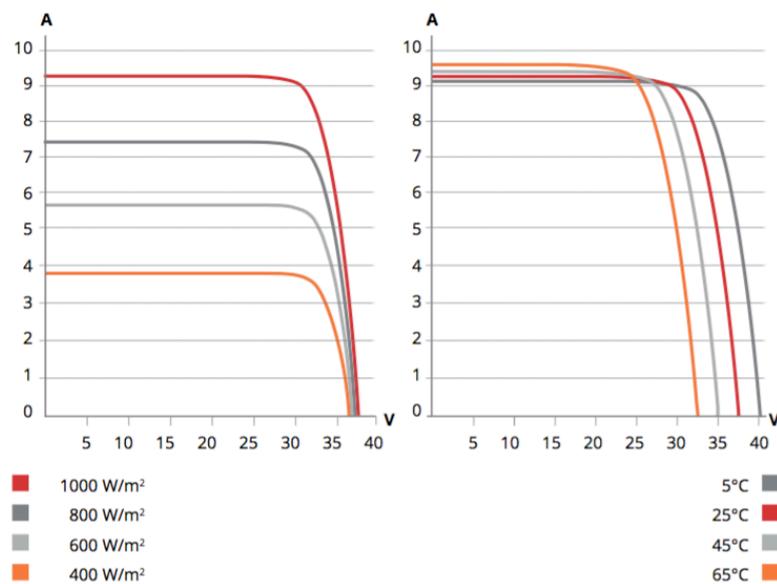


Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos CEPTEL - CRESESB, 2014

Através das curvas características de módulos solares fornecidas por seus fabricantes é possível identificar seu ponto de máxima potência (dado para a corrente e tensão do joelho da curva característica de corrente versus tensão) bem como a influência de alguns fatores como temperatura e nível de irradiação na corrente e na tensão produzidas pelos módulos.

Níveis maiores de irradiação incidente sobre o painel o levarão a produzir correntes mais elevadas, a tensão de saída do módulo, no entanto, não é muito afetada pela variação nos níveis de irradiação. Em contrapartida, a temperatura ambiente mais elevada afetará mais intensamente a tensão gerada pelos módulos, que diminui com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente produzida aumenta, mas em uma proporção menor que a variação da tensão. Os efeitos de variação nos parâmetros de saída dos módulos são representados pela figura 2.9.

Figura 2.9 - A influência da irradiação e da temperatura na curva característica de um módulo fotovoltaico



Fonte: Canadian Solar - Datasheet CS6P-260/265/270P

A partir das curvas características é possível inferir ainda os principais parâmetros que caracterizam o módulo FV:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): a máxima tensão possível obtida nos terminais da placa quando a corrente é nula;
- Tensão ótima de operação ou tensão de máxima potência (V_{MP}): a tensão correspondente à máxima potência obtida sob as condições de teste;
- Corrente de curto circuito (I_{SC}): a máxima corrente possível obtida nos terminais da placa quando a tensão é nula;

- Corrente ótima de operação ou corrente de máxima potência (I_{MP}): a corrente correspondente à máxima potência obtida sob as condições de teste;
- Potência nominal máxima (P_{MAX}): máxima potência de saída para o módulo obtida para os valores de I_{MP} e V_{MP} sob as condições de teste;
- Eficiência (η): define o rendimento do módulo na conversão de energia solar em elétrica, ou seja é a razão entre a potência elétrica fornecida e a potência da energia solar incidente

Salienta-se que os dados nominais de uma placa solar são válidos para as condições padrão de teste, ou seja, irradiação solar incidente constante de 1kWh/m^2 , espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C .

Alguns outros dados importantes como as dimensões, o peso, a seção do cabo que já vem no módulo, os coeficientes de temperatura para a tensão, potência e corrente são fornecidos pelos fabricantes e influenciam na escolha do produto e no dimensionamento de um SFV.

2.5.6 Inversores

Inversores são equipamentos necessários a sistemas fotovoltaicos para converter a energia elétrica gerada pelo módulo FV, uma fonte contínua, em energia elétrica com corrente alternada. Adicionalmente, esses equipamentos garantem que a tensão alternada de saída tenha amplitude, frequência e conteúdo harmônico compatível com a carga a ser alimentada (CRESESB, 2014).

Existe uma variedade de tipos de inversores, dentre eles os que atendem sistemas isolados (SFI) e os que são adequados para conexão à rede elétrica (SFCR). Para essa última categoria, a tensão de saída deve ser sincronizada com a tensão de rede e os equipamentos devem atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade de energia injetada na rede (CRESESB, 2014).

Os inversores para SFCR dividem-se em:

- Centrais: inversores trifásicos de grande porte com potência que vai de centenas de kWp a MWp, normalmente utilizados em usinas fotovoltaicas;
- *Multistring*: inversores que podem ser trifásicos ou monofásicos, com potência da ordem de dezenas de kWp. Possuem várias entradas para conexão de diferentes strings

e é adequado às instalações urbanas nas quais as fileiras de módulos estejam submetidas a diferentes condições de irradiância ou sombreamento;

- *String*: inversores monofásicos com apenas uma entrada, adequados para instalações de até 10kWp;
- Microinversor integrado ao módulo: utilizado diretamente na saída de uma placa solar. Requer pouco cabeamento em corrente contínua e permite que cada módulo possua seu próprio rastreamento MPPT, mas apresenta um alto custo por watt instalado.

É estimado que os inversores *string* e *multistring* representem 37% do mercado. Estes são os inversores mais utilizados em sistemas residenciais e em sistemas comerciais de pequeno e médio porte. Os inversores centrais, aplicados a sistemas de grande porte e usinas solares fotovoltaicas, representam 61% do mercado, e cerca de 2% do mercado correspondem aos microinversores integrados ao módulo (FRAUNHOFER ISE, 2016).

Assim como os painéis solares, os inversores são caracterizados por uma série de parâmetros, que incluem seus dados de entrada, que são em corrente contínua, e os dados de saída, em corrente alternada:

- Dados de entrada:
 - Máxima corrente de entrada: corrente contínua máxima de operação;
 - Máxima corrente de curto circuito de entrada: corrente contínua de curto circuito máxima suportada. Deve ser superior à corrente de curto circuito fornecida pelo arranjo FV conectado;
 - Mínima tensão de entrada: tensão em corrente contínua mínima que o arranjo FV deve fornecer para dar o *start* no funcionamento do inversor;
 - Máxima tensão de entrada: tensão em corrente contínua máxima suportada. Deve ser superior à tensão de circuito aberto do arranjo FV;
 - Faixa de tensão MPP: dado presente em equipamentos com rastreamento de máxima potência que define a faixa de tensão que o arranjo deve fornecer para que o inversor opere na função MPPT. É interessante que a tensão nominal do arranjo esteja dentro dessa faixa;
- Dados de saída:
 - Potência nominal de saída: indica a potência que o inversor pode prover à carga em regime contínuo;
 - Máxima corrente de saída: corrente em corrente alternada máxima de operação;

- Tensão nominal de saída: tensão em corrente alternada que pode variar de 127V a 220V com frequência de 50/60Hz para conexão com a rede;
- Distorção harmônica: deve ser inferior a 5% para garantir que a forma de onda da tensão de saída seja a mais próxima possível de uma função senoidal pura;
- Regulação de tensão: indica a variação de tensão permitida na saída do inversor e deve estar dentro dos limites estabelecidos pela Aneel-PRODIST;

Outro dado bastante relevante é a eficiência de conversão de potência CC em CA do inversor. Os inversores costumam ter rendimento elevado, em seu estado da arte a eficiência costuma ser igual ou maior a 98% (FRAUNHOFER ISE, 2016).

Além das informações referentes às grandezas elétricas, costumam ser fornecidos também as dimensões, o peso, o tipo de refrigeração do equipamento, a faixa de temperatura em que ele opera e o grau de proteção IP (classifica a proteção do produto quanto à intrusão, poeira, contato acidental e água).

Um mecanismo essencial à inversores para SFVR é o anti-ilhamento, que promove a desconexão entre o SFVR e a rede sempre que esta for desenergizada, o que pode se dar por motivos de falha ou manutenção programada pela distribuidora.

No Brasil, a norma ABNT NBR 16149:2013 estabelece as prescrições específicas para interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e rede elétrica de distribuição, portanto é fundamental que os inversores para SFVR estejam de acordo com esta norma.

2.6 Eficiência Energética

Eficiência energética é uma ferramenta para se gerenciar e reduzir o aumento do consumo de energia. Diz-se que um produto ou serviço é mais eficiente energeticamente que outro se ele produz mais com a mesma quantidade de energia ou se utiliza menos energia para entregar o mesmo resultado (IEA).

A cada ano fica mais evidente que a eficiência energética precisa tomar parte nas políticas voltadas para descarbonização, segurança energética, redução do consumo e acesso à energia. Segundo a *International Energy Agency*, a transição do mundo em direção às energias limpas e renováveis fica mais acessível, mais rápida, mais barata e torna-se mais benéfica a todos os setores da economia quando associada à eficiência energética (IEA, 2016).

Ainda sim, a eficiência energética no mundo está longe de alcançar seu potencial total. Cerca de 70% do globo utiliza energia sem nenhum tipo de exigência quanto à performance

energética de seus produtos e serviços e dois terços do consumo energético proveniente de prédios não são regulados por nenhuma norma (IEA, 2016).

2.6.1 Breve panorama global do mercado de eficiência energética

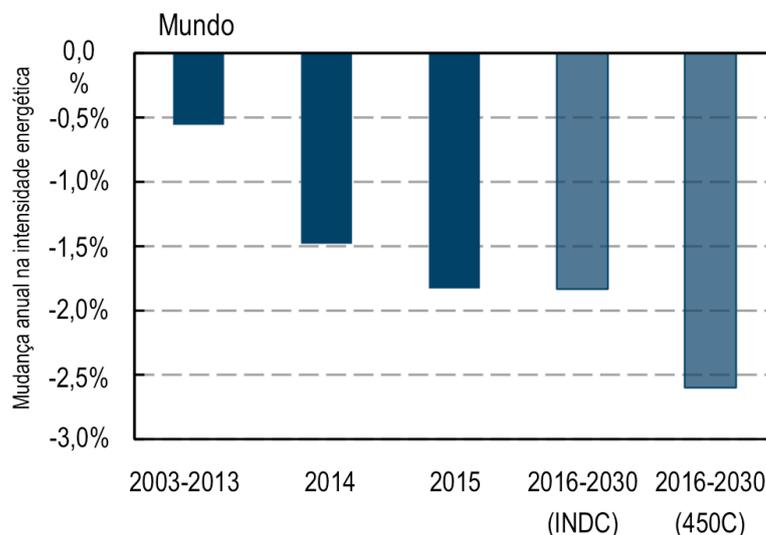
A eficiência energética começou a fazer parte da agenda mundial nos anos 1970, quando ocorreram os choques no preço do petróleo, o que deixava claro que o uso das reservas de recursos fósseis teria um custo elevado. Essa busca pela redução e gerenciamento no consumo de energia, que se iniciou por razões econômicas, ganhou como motivação a preocupação com a questão das mudanças climáticas.

Alguns indicadores são utilizados como medida da eficiência no uso da energia pelos países, como é o caso do índice de intensidade energética, que relaciona o consumo total de energia (*Total Primary Energy Supply*, TPES) do país com o seu Produto Interno Bruto (PIB). Globalmente, esse indicador melhorou em 1,8% no ano de 2015, uma evolução melhor que a ocorrida em 2014 e que corresponde ao triplo do índice de melhora anual de 0,6% observado ao longo da última década.

Em 2015, as atividades relacionadas com o crescimento econômico mundial teriam, em um cenário hipotético, levado a demanda por energia aumentar em 366Mtoe (milhões de toneladas em óleo equivalente) mas, de fato, a demanda por energia aumentou apenas em 109Mtoe, apenas 29,7% do valor hipotético estimado. Isso se deu graças a evolução no mercado de eficiência energética e também às mudanças estruturais na economia (IEA, 2016).

No entanto, o progresso no índice de intensidade energética ainda é lento e não é suficiente para colocar o mundo em um caminho de sustentabilidade, redução de emissões de GEE, descarbonização ou alcançar a meta proposta pelo Acordo de Paris, para isso a evolução no índice deveria ser da ordem de 2,6% ao ano, como mostra o Cenário 450 no gráfico 2.10.

Gráfico 2.11 - Mudança global no índice de intensidade energética de com as projeções de 2016-2030 de acordo com o INDC e com o Cenário 450



Fonte: *Energy Efficiency - Market Report 2016, IEA*

Um dos meios que garantiu o aumento do emprego de medidas em eficiência energética foi a adoção de políticas que favorecessem essas práticas. Tais políticas evoluíram bastante ao longo dos últimos 15 anos e garantiram que não só o emprego da eficiência melhorasse, mas também protegeram esse mercado da queda nos preços das *commodities* de energia.

Além das políticas pró-eficiência, os investimentos nessa área também se intensificaram. Estima-se que em 2015 os investimentos totais no mundo em eficiência aumentaram 6% com relação ao ano de 2014 e somaram cerca de \$221 bilhões, um valor dois terços maior que o investimento em fontes convencionais de geração de energia. Tais investimentos atingiram em maior grau o setor de construções (IEA, 2016).

Atualmente, a China é o maior mercado de soluções em eficiência energética, com mais de 600.000 pessoas empregadas no setor e com um aumento da receita na área de 7% em 2015. Os indícios são mais crescimento para esse mercado nos próximos anos, o que permitira o crescimento e desenvolvimento do mundo com mais produtividade energética.

2.6.2 Eficiência Energética no Brasil

No Brasil, diversas iniciativas no sentido de estimular e regulamentar medidas de eficiência energética vêm sendo empreendidas há mais de 20 anos. Dentre elas, destacam-se o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo INMETRO, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), coordenado pela ELETROBRAS, o

Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), coordenado pela Petrobras e o Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética (PROESCO), coordenado pelo BNDES (EPE, 2016).

Dentre as políticas públicas adotadas nesse sentido existe a lei nº10.295/2001 - Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, regulamentada pelo decreto nº4.059/2001, cujo objetivo é informar os usuários finais sobre o nível de eficiência energética de edificações, equipamentos e instalações comparadas a produtos com funcionalidade idêntica, promovendo a transparência de mercado e auxiliando no aumento da demanda por soluções energeticamente eficientes. Além disso, estabelece níveis mínimos de rendimento energético e máximos de consumo de energia para equipamentos produzidos no país (EPE, 2016).

O próprio Plano Nacional de Energia (PNE 2050) elaborado pelo MME, destaca a importância das ações de eficiência energética no longo prazo e mostra seu papel fundamental do atendimento à demanda energética.

Com relação ao potencial de conservação de energia do país, é possível estima-lo com base no Balanço Energético Nacional (BEN) e dividi-lo entre os setores e com relação às formas de energia, como mostrado na tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Potencial de conservação de energia com base nos valores do Balanço de Energia Útil (BEU) em 10^3 tep/ano - ano base 2014

Uso Final	Setor					Total
	Residencial	Comercial ¹	Transporte	Industrial ²	Agropecuário	
Força Motriz	33	48	7877	1352	315	9625
Calor de Processo	55	14	0	2729	57	2855
Aquecimento Direto	1817	58	0	3162	130	5167
Refrigeração	519	250	0	102	31	902
Iluminação	1299	769	0	127	41	2236
Eletroquímica	0	0	0	204	0	204
TOTAL	3723	1139	7877	7676	574	20989

Nota: ¹Inclui o setor público
²Inclui o setor energético

Fonte: Elaboração EPE (adaptado)

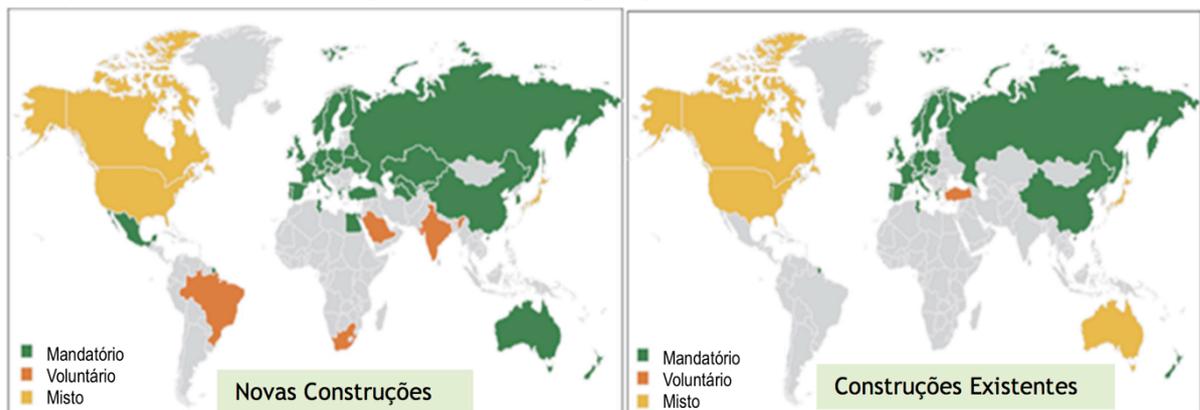
Os maiores potenciais de conservação de energia, em termos totais, são observados nos setores de transporte e industrial, embora os valores encontrados no setor residencial mereçam destaque já que é um setor cuja forma de energia predominante é a energia elétrica.

Inclusive, o potencial de economia de energia no setor residencial equivaleria a uma usina hidrelétrica de mais de 10.000 MW. No setor de transportes, que consome predominantemente óleo diesel, gasolina e etanol, o potencial de conservação calculado equivaleria a cerca de 150 mil barris por dia, ou seja, cerca de 7% da média da produção nacional de petróleo em 2014. (EPE, 2016)

É interessante comparar alguns indicadores de eficiência energética do Brasil com outros países de modo a perceber em que patamar o país se encontra em meio as tendências de se efficientizar o consumo de energia.

Um exemplo que pode ser citado é a comparação internacional de implementação dos códigos de etiquetagem residencial, que mostra países com etiquetagem para novas construções e para construções existentes (figura 2.10 No Brasil a etiquetagem é voluntária para novas construções e e obrigatória para novas edificações públicas federais ou que já receberam *retrofit*, com área superior a 500m², conforme a instrução normativa nº2 de 2014.

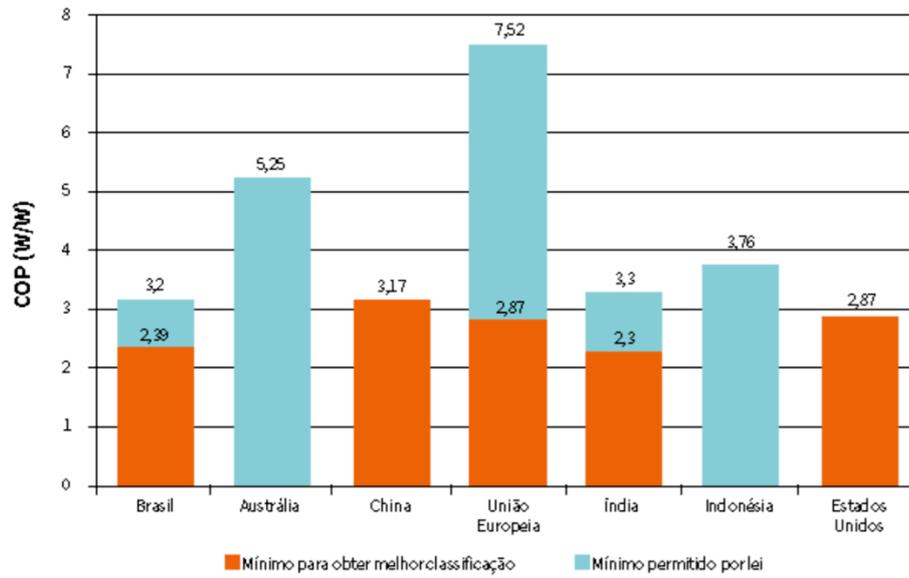
Figura 2.10 - Panorama de Implementação da Etiquetagem Residencial em Novos Edifícios e Existentes



Fonte: IEA 2013a

O nível de exigência com relação a performance energética de alguns equipamentos no país costuma ser inferior quando comparado com outras nações, como é o caso dos coeficientes de performance (COP) de ar-condicionado. O COP relaciona a capacidade de remoção de calor à potência requerida pelo compressor e quanto maior o COP, melhor o rendimento do equipamento. Como indicado no gráfico 2.11, o mercado brasileiro permite índices de eficiência abaixo do chinês. O nível requerido para se conseguir certificação A do PBE e o selo PROCEL também é bem discrepante com relação ao exigido pela União Europeia (EPE, 2016).

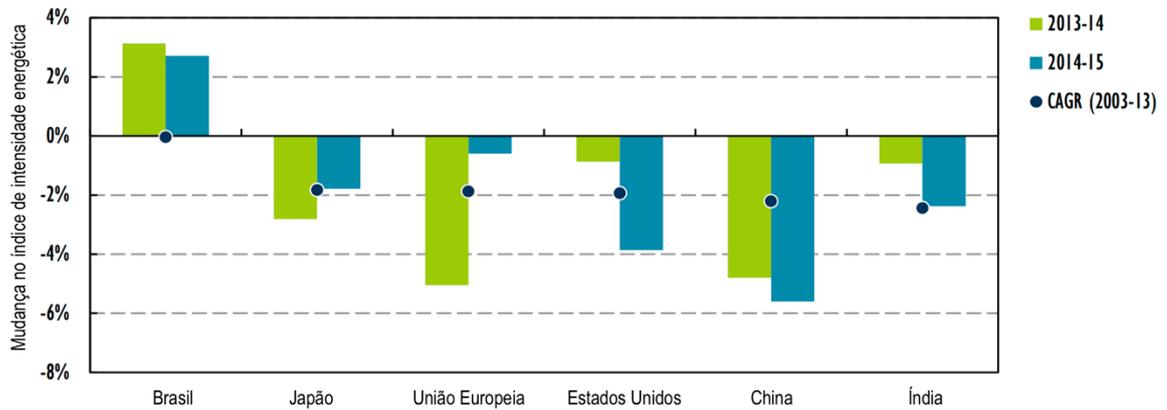
Gráfico 2.12 - Níveis internacionais de eficiência energética em sistemas de ar condicionado do tipo split



Fonte: EPE - Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos

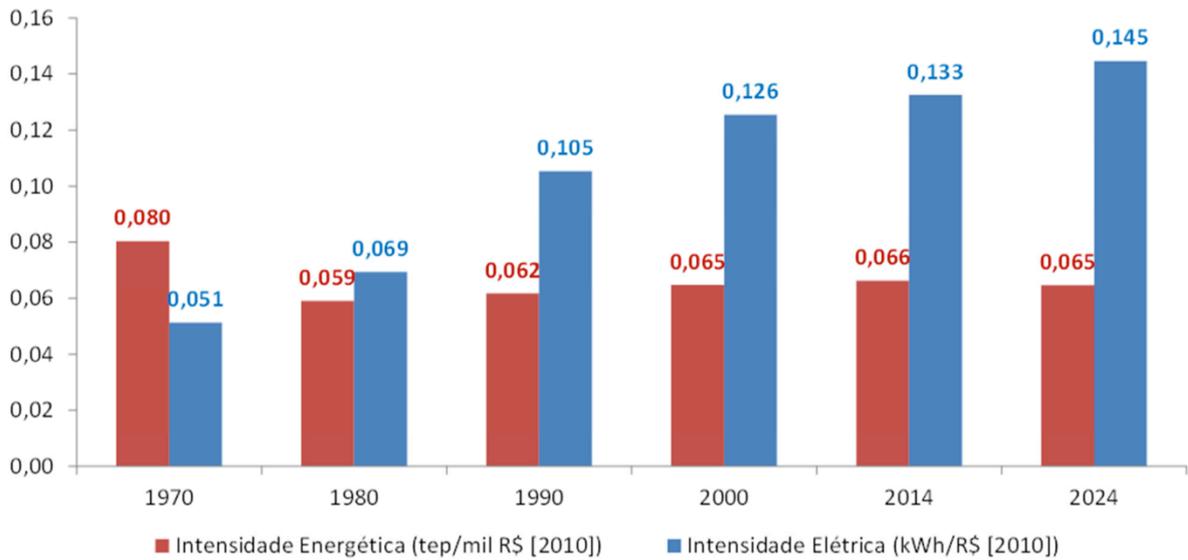
Com relação ao índice de intensidade energética, embora o Brasil não o tenha evoluído tanto quanto outros países (gráfico 2.12), houve uma melhora desse indicador nos últimos anos (gráfico 2.13).

Gráfico 2.13 - Mudança no índice de intensidade energética em países selecionados



Fonte: Energy Efficiency - Market Report 2016, IEA

Gráfico 2.14 - Evolução da intensidade energética e da economia



Fonte: EPE - Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos

Dado o potencial de eficiência energética observado e todo o arcabouço de programas, planos e regulamentações que incentivam a implementação de tais práticas, quando comparamos a situação do Brasil com outros países, é notável que ainda se tem o que evoluir.

2.6.3 Eficiência energética na iluminação de interiores e lâmpadas LED

A redução do consumo com iluminação é um objetivo que pode ser atingido por diversas maneiras. A ideia de uma construção sustentável e confortável ambientalmente, que consuma pouca energia com iluminação já no seu projeto é o ideal, ou seja, é preciso se pensar, desde a concepção, no melhor aproveitamento da iluminação natural do dia bem como dimensionar a iluminação adequadamente.

No entanto, essa preocupação nem sempre surge antecipadamente e muitas vezes o gasto exacerbado com iluminação só é percebido quando já se construiu. Uma alternativa para esses casos é a adoção de equipamentos mais eficientes para iluminação e que tenham longa vida útil, como é o caso das lâmpadas LED.

A tecnologia LED surgiu como alternativa para lâmpadas convencionais utilizadas na iluminação artificial de ambientes devido ao seu baixo consumo de energia, longo tempo de vida útil além de não conterem mercúrio, elemento tóxico ao meio ambiente e a seres humanos (SOUZA, 2012).

Sua eficiência aumentou consideravelmente e, atualmente, pode chegar até 40 lm/W. Essa alta na eficiência dos LEDs é devido à melhoria do processo produtivo e aos avanços

tecnológicos, com tendências de aumentar rapidamente nos próximos anos. Seus custos de operação e manutenção são inferiores aos de outros tipos de lâmpada e, ainda, os LEDs não geram radiação ultravioleta e infravermelha (SANTOS, 2006).

Algumas pesquisas e estudos de caso já demonstraram que a substituição de lâmpadas fluorescentes, tubulares ou compactas, por lâmpadas de LED é um processo viável como na monografia de especialização “Estudo Comparativo entre lâmpadas fluorescentes tubulares T8 e tubulares de LED” (FERREIRA, 2014), no artigo “Energy-Saving Techniques for Reducing CO₂ Emissions in Elementary Schools” (TAEHOON, HYUNJOONG, & TAEHYUN, 2012), no artigo “LED versus Fluorescent Lighting” (CHAREST, 2014) e no artigo “Proposta de Retrofit na Iluminação Artificial para um Prédio Público: O Caso do Bloco de Pós-Graduação da Universidade Federal do ABC” (AGUDELO, ROMERO, & FUSER, 2015).

Em todas essas publicações a substituição de lâmpadas fluorescentes por LED é coerente com as informações fornecidas por fabricantes (KIAN) (EMPALUX) (GE lighting) (GOLDEN) (TASCHIBRA) sobre a equivalência entre as lâmpadas das duas tecnologias. Os dados de fabricantes referentes a performance e qualidade das lâmpadas de LED tendem a ser cada vez mais confiáveis dado que as lâmpadas de LED foram incorporadas ao portfólio do Selo Procel no ano de 2014 e possuem um regulamento técnico para sua avaliação, o que coloca o Brasil no rol de países que desenvolveram metodologias para a certificação do produto (PROCEL; ELETROBRAS, 2015).

A tecnologia LED que é, dentre as comercialmente disponíveis, a mais eficiente, é, portanto, uma boa solução para melhorar a eficiência da iluminação de interiores na esfera de melhorias tecnológicas.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo descreve a metodologia utilizada para desenvolver o estudo proposto bem como os materiais empregados nas etapas do trabalho, que envolve a análise técnica e econômica de duas alternativas para se implementar um SFV que supra o consumo total de energia de uma escola pública do DF, conforme as exigências da SEMA e do Programa Brasília Solar.

Na primeira alternativa apresentada (Caso 1), dimensiona-se um SFV destinado a suprir a totalidade do consumo energético atual da escola escolhida. Destaca-se que o consumo total foi calculado a partir dos registros de consumo fornecidos pela CEB.

Na segunda alternativa (Caso 2) realiza-se um estudo inicial de potencial de eficiência do sistema de iluminação artificial da escola e, a partir disso, estima-se o consumo total da escola considerando a hipótese de substituição das suas lâmpadas fluorescentes por lâmpadas LED. A partir dessa estimativa, projeta-se um SFV dimensionado para suprir o novo consumo total calculado para a escola.

Finalmente, compara-se as duas alternativas do ponto de vista técnico e econômico a fim de subsidiar a decisão da Secretaria do Meio Ambiente sobre qual é a solução mais apropriada para as escolas públicas do DF.

3.1 MÉTODO UTILIZADO

O método adotado pode ser dividido em três macro etapas, sendo a primeira correspondente à definição da escola para realização dos estudos de caso, a segunda referente à realização do estudo de viabilidade técnica e a terceira, ao estudo de viabilidade econômica para as duas soluções.

3.1.1 Escolha da Escola para realização dos estudos de caso

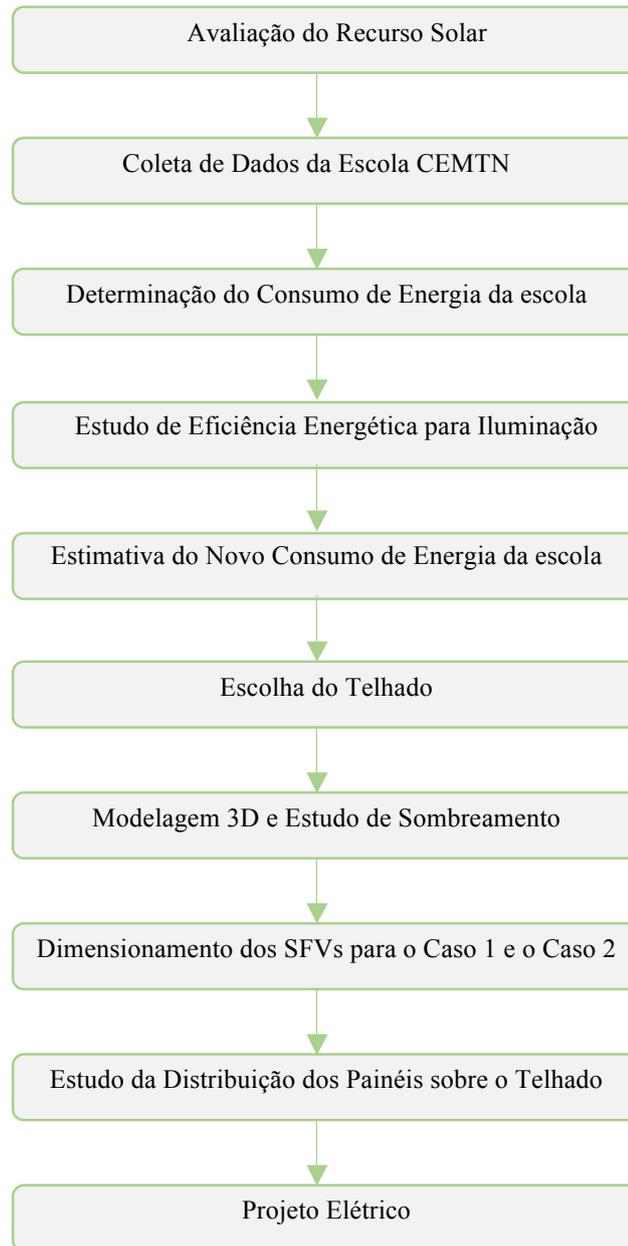
É desejável que o estudo de caso apresentado neste trabalho possa servir de modelo para ser replicado em várias escolas públicas do DF. Para isso é preciso escolher uma escola que seja representativa dentre a amostra fornecida, composta por 10 escolas elencadas pela Secretaria de Educação do DF.

Como as escolas sugeridas possuem tamanhos, localidades e quantidades de alunos diferentes, decide-se compará-las segundo o critério de consumo de energia mensal por aluno. Tal indicador é dado pelo quociente entre o consumo médio mensal da escola e a quantidade de alunos matriculados. Destaca-se que o consumo médio mensal de cada escola foi calculado a partir dos valores de consumo de energia mensais para os anos de 2014 e 2015 fornecidos pela CEB. Após determinar esse indicador para cada escola, calcula-se o consumo médio mensal per capita do grupo e a escola eleita, então, é a com valor para o indicador mais próximo da média encontrada.

3.1.2 Metodologia da Análise Técnica

A análise técnica é realizada seguindo-se as etapas mostradas no fluxograma da figura 3.1, as quais serão detalhadas nos tópicos seguintes.

Figura 3.1 – Fluxograma com as etapas da análise técnica



3.1.2.1 Avaliação do Recurso Solar

A medição da irradiação solar local é de grande importância para o desenvolvimento de projetos que visam sua captação e a conversão (CRESESB, 2014). O local onde o sistema FV será instalado e suas condições climáticas determinam os níveis de irradiação solar, os ventos e a temperatura. Tais características influenciarão na produção de energia elétrica do sistema.

As informações acerca da irradiação solar global incidente na área do projeto foram obtidas do banco de dados meteorológicos da Meteonorm, que está presente no programa que auxiliou no dimensionamento do arranjo, o PVsyst.

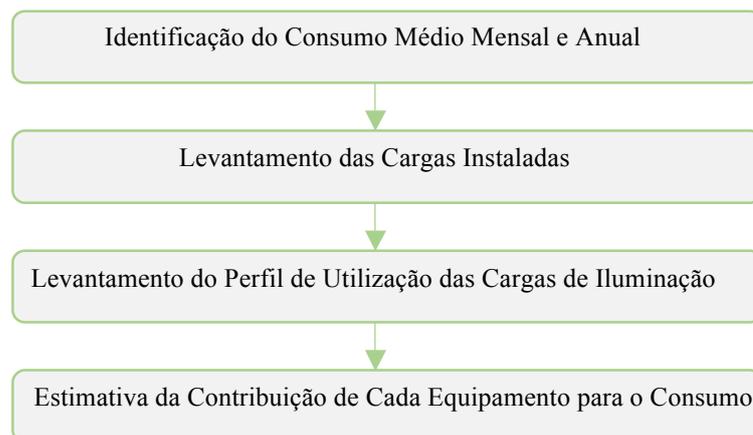
3.1.2.2 Coleta de Dados da Escola CEMTN

A coleta de dados é crucial para a execução de um projeto. Nesta etapa apuraram-se informações relevantes sobre a escola a partir de visitas *in loco*, como a disponibilidade e inclinação de telhados, a orientação dos prédios, a quantidade de salas de aula e demais dependências, o detalhamento das cargas, as horas de funcionamento do sistema de iluminação, a posição do padrão de entrada da CEB no terreno, fotos aéreas do local, bem como as impressões e opiniões dos usuários da escola, coletadas com o auxílio de um questionário, apresentado no Apêndice I. Já os registros de consumo da escola foram disponibilizados pela Subsecretaria de Administração Geral (SUAG) da Secretaria de Educação.

3.1.2.3 Determinação do Consumo de Energia da Escola

A determinação do consumo energético do CEMTN é necessária para estimar, inicialmente, a área de telhado necessária para a instalação do sistema e também para realizar o estudo de eficiência energética da iluminação e dimensionar o SFV. Pode-se dividir essa etapa em quatro sub processos, como ilustrado no fluxograma presente na figura 3.2.

Figura 3.2 - Fluxograma dos sub-processos de determinação do consumo do CEMTN



O consumo médio mensal e anual são calculados com base nos registros de consumo de energia do CEMTN fornecidos pela SUAG. Realiza-se o levantamento das cargas da escola durante visitas presenciais, que se deram com o auxílio do Professor Moraes e com a colaboração de demais funcionários locais, uma vez que a CEB não registra as curvas de carga da escola e que não havia aparelho específico disponível para medição das mesmas.

O perfil de utilização das cargas de iluminação corresponde ao tempo durante o qual cada lâmpada permanece ligada e é estimado com auxílio de funcionários do CEMTN. A partir dessa informação calcula-se o quanto do consumo é referente à iluminação e o quanto pode ser atribuído aos outros equipamentos.

Após a determinação do consumo é possível fazer uma projeção preliminar do tamanho do arranjo FV necessário para suprir todo consumo energético da escola.

3.1.2.4 Estudo de Eficiência Energética para Iluminação

Nesta etapa é proposta a efficientização do sistema de iluminação da escola. A sugestão do projeto é que todas as lâmpadas sejam substituídas por luminárias que utilizem a tecnologia LED sem detrimento da qualidade da iluminação no local, ou seja, são escolhidas lâmpadas com características técnicas equivalentes às lâmpadas atualmente instaladas na escola. Destaca-se que o tempo de funcionamento das lâmpadas manteve-se o mesmo na hipótese de troca por LED.

3.1.2.5 Estimativa do Novo Consumo de Energia da Escola

Após propor a substituição das lâmpadas da escola e conhecendo a parcela do consumo total que o sistema de iluminação representa originalmente é possível estimar em quanto o consumo total da escola reduziria após a efficientização.

Ressalta-se que as medidas de efficientização são aplicadas apenas ao sistema de iluminação, de modo que a fração do consumo correspondente aos demais equipamentos mantém-se constante nos dois cenários estudados (Casos 1 e 2).

A partir dessa estimativa para o novo consumo, reduzido em consequência da efficientização, pode-se fazer uma outra projeção preliminar do tamanho de um sistema FV dimensionado para suprir a nova carga.

3.1.2.6 Escolha do Telhado

A escolha do telhado representa passo fundamental para o dimensionamento adequado do arranjo FV. Mesmo estando em uma região com recurso solar uniforme, a escolha do local exato em que os painéis solares serão instalados pode ser determinante em seu desempenho (CRESESB, 2014).

A superfície definida para a instalação do sistema deve, portanto, apresentar condições favoráveis ao melhor aproveitamento do recurso solar existente. Além disso, deve apresentar área disponível suficiente para suportar o tamanho dos SFVs dimensionados nos dois casos estudados bem como estrutura capaz de suportar o peso dos arranjos.

Sendo assim, a escolha do telhado para a instalação dos painéis solares leva em conta sua área, o sombreamento sobre sua superfície, a orientação com relação ao norte geográfico e a inclinação com relação ao plano horizontal. Os cálculos referentes ao peso do sistema e resistência da estrutura do telhado não são contemplados nesse estudo.

3.1.2.7 Modelagem 3D e Estudo de Sombreamento

Após identificar o telhado com área, inclinação e orientação adequados, produz-se um modelo tridimensional com o auxílio do programa SketchUp. A modelagem 3D é um recurso que auxilia tanto no estudo de sombreamento da área do telhado que receberá o sistema, como na visualização prévia de como os painéis ficarão dispostos.

O estudo de sombreamento pode ser realizado pelas próprias ferramentas inclusas no programa SketchUp. Nele há a opção de inserir a localização geográfica do telhado, utilizando a ferramenta de geolocalização, que também indica o norte geográfico no modelo.

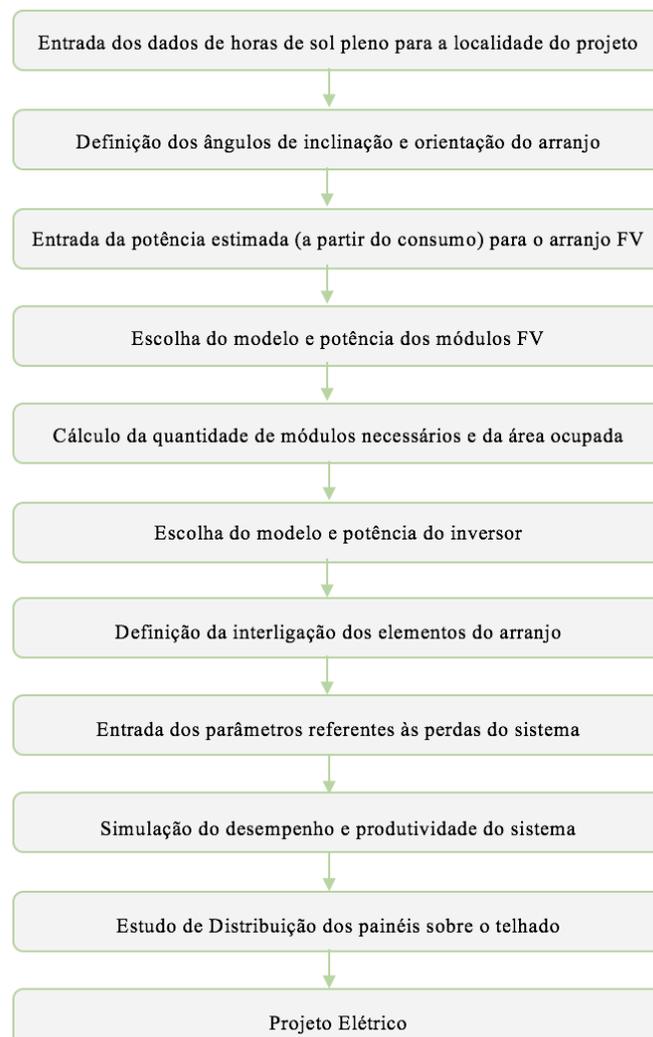
Com as coordenadas geográficas inseridas no programa é possível simular o sombreamento da área do telhado escolhido para todas as horas, dias e meses do ano utilizando a ferramenta *Shadows*, assim define-se a melhor disposição do arranjo FV a fim de evitar que módulos fiquem em áreas sombreadas de modo a degradar o desempenho do sistema.

3.1.2.8 Dimensionamento dos SFVs para o Caso 1 e o Caso 2

O dimensionamento dos dois SFVs foi feito com auxílio do programa PVsyst, diferindo nos parâmetros de entrada dados ao *software*, uma vez que para o Caso 1, o sistema foi projetado para atender o consumo médio anual total atual da escola, enquanto que no Caso 2, o parâmetro utilizado foi o consumo médio anual estimado após a adoção da hipótese de substituição de lâmpadas.

Essa etapa inclui a definição das perdas do sistema, escolha dos equipamentos a serem utilizados, o cálculo da quantidade de módulos e inversores e como deve se dar a interconexão do arranjo. Além disso, realizam-se simulações que permitem constatar o desempenho do sistema e estimar sua capacidade de geração. A inserção dos parâmetros de dimensionamento no PVsyst é detalhada mais adiante. Para facilitar o entendimento e a sequência em que os passos do dimensionamento ocorrem utiliza-se o fluxograma representado na figura 3.3.

Figura 3.3 - Fluxograma dos passos seguidos no dimensionamento dos SFVs para os casos 1 e 2



3.1.2.9 Estudo da Distribuição dos Painéis

Após realizar o estudo de sombreamento, dimensionar o sistema e escolher o modelo dos painéis solares que serão utilizados no projeto, é possível simular esquemas de distribuição dos módulos sobre o telhado, o que pode ser feito utilizando-se a extensão para o programa SketchUp, o Skelion.

O estudo de posicionamento dos módulos e o dimensionamento do sistema são etapas intimamente ligadas uma vez que, após o dimensionamento do sistema, é preciso verificar se a melhor disposição para os painéis ocupa apenas uma parte do telhado, ou se os mesmos devem ser distribuídos em uma área maior. Deve-se tomar cuidado também para que painéis conectados em série (*string*) recebam um nível de irradiação solar aproximadamente uniforme, ou seja, é ideal que todos os painéis de uma *string* tenham a mesma orientação e inclinação e possam ficar todos em uma área não sombreada (ao longo das horas do dia).

Mudanças na distribuição dos painéis podem acarretar na alteração da orientação de parte deles com relação ao norte geográfico, e, nesse caso, pode ser preciso retomar o dimensionamento do sistema. Consequentemente, esses dois passos do projeto foram repetidos recursivamente até que se chegasse na melhor opção de dimensionamento e disposição do sistema.

Aspectos estéticos, resistência mecânica e efeito de ventos também devem ser levados em conta na escolha da disposição dos painéis sobre o telhado.

3.1.2.10 Projeto Elétrico

Definidos os modelos, a quantidade e como estarão conectados os módulos FV bem como os modelos e quantidade de inversores, é preciso dimensionar cabos de interconexão do arranjo e sistema de proteção.

A norma brasileira para instalações elétricas em baixa tensão ABNT NBR 5410:2004 define dois métodos para dimensionamento de condutores, o da capacidade de corrente e o de queda de tensão. Ambos os critérios devem ser aplicados e adota-se a maior seção transversal encontrada (ABNT, 2004).

Pelo método da capacidade de corrente calcula-se a corrente de projeto do circuito corrigida conforme os fatores de correção apresentados na norma. Utiliza-se então a corrente de projeto calculada para consultar as tabelas 36 a 39 da NBR 5410 e definir a seção nominal do condutor.

O outro método assume a ocorrência de uma queda de tensão consequente da passagem de corrente por todos os elementos do circuito. A NBR 5410 estabelece limites para essa queda de tensão que devem ser obedecidos e a seção nominal adotada deve, portanto, respeitar esse limite. Salienta-se que sistemas em corrente contínua com tensões nominais de 12, 24 e 48V normalmente possuem o limite de queda de tensão entre 1% e 3% (CEPEL - CRESESB, 2014). A equação apresentada a seguir calcula a seção nominal do cabo segundo o critério da queda de tensão.

$$S(mm^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right) \cdot \frac{d(m) \cdot I(A)}{\Delta V}$$

Em que:

- $S(mm^2)$ corresponde à seção transversal calculada;
- $\rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right)$ refere-se a resistividade do material do condutor (normalmente cobre);
- $d(m)$ é a distância que o circuito percorre;
- $I(A)$ é a corrente que passa pelo condutor;
- ΔV é a queda de tensão permitida (calculada sobre a tensão nominal do sistema);

Com relação à dispositivos de proteção, SFVs normalmente utilizam chaves, fusíveis, disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos. Tais dispositivos devem ser escolhidos com base nos valores máximos de tensão e corrente permitidos em cada trecho do circuito (ABNT, 2004).

A corrente do arranjo máxima é dada pela corrente de curto-circuito em condições de irradiância máxima, que normalmente é multiplicada por um fator de 1,25 no momento de se dimensionar os componentes de proteção instalados entre as placas e os inversores (CRESESB, 2014). Os componentes de proteção de um SFV costumam vir todos em conjunto nas chamadas caixas de junção ou *string boxes*.

No que se refere à ligação dos inversores à rede, deve-se obedecer às regras de conexão e acesso ao sistema de distribuição no módulo 3 do PRODIST da ANEEL bem como às normas técnicas da distribuidora local.

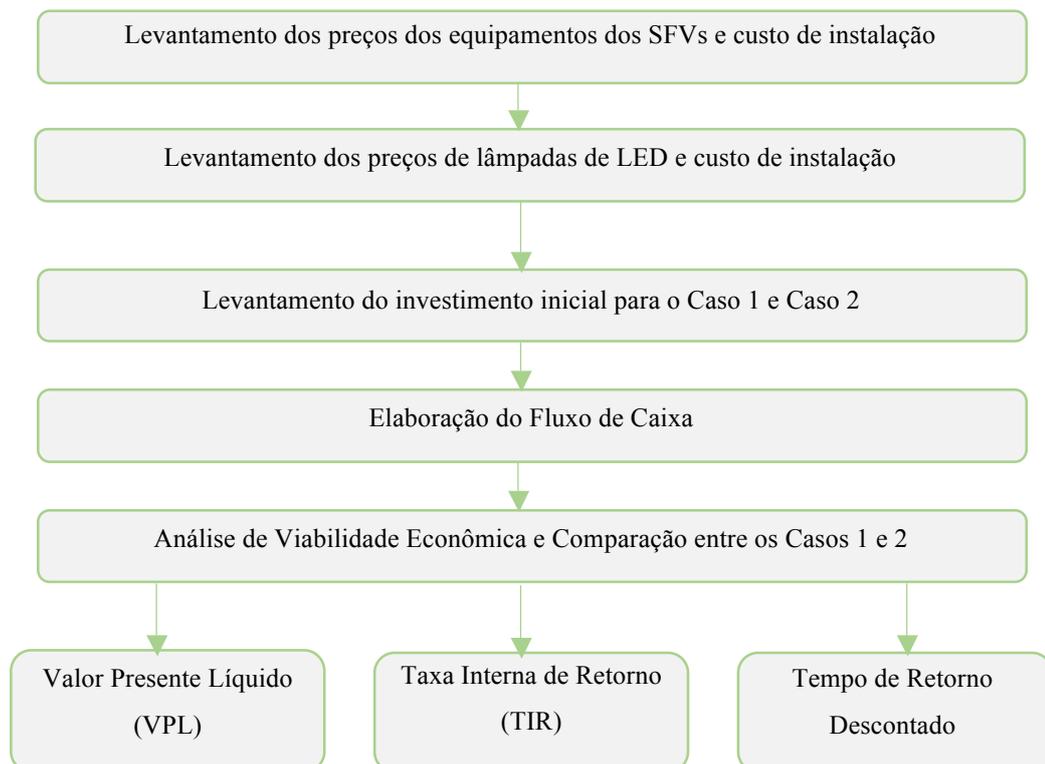
O diagrama do projeto elétrico foi produzido com auxílio do programa AutoCAD. Esta etapa encerra a análise técnica do projeto. De posse de todos os dados de

dimensionamento dos sistemas para os casos 1 e 2 é possível estimar o custo do investimento total em cada cenário e assim realizar a análise de viabilidade econômica.

3.1.3 Metodologia da análise econômica

A análise econômica dos dois sistemas será a base para discutir a viabilidade de ambos individualmente e também para compará-los entre si. Toda análise econômica será realizada com auxílio do programa Excel e seguirá os passos do fluxograma ilustrado na figura 3.4.

Figura 3.4 - Fluxograma para Análise Econômica



3.1.3.1 Levantamento dos preços dos equipamentos dos SFVs e custo de instalação

O custo inicial de um SFV varia com a sua potência nominal, com a qualidade e tecnologia dos produtos utilizados e com o nível de confiabilidade do sistema. Além dele ser composto pelo preço final dos principais componentes do arranjo, módulos e inversores, ele também deve incluir os custos com o Balanço do Sistema ou *Balance of System* (BOS).

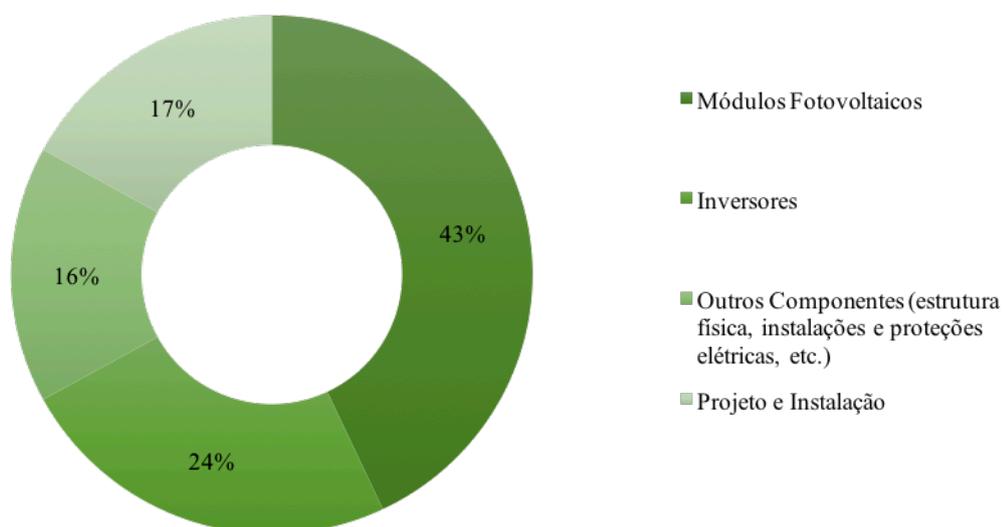
O BOS inclui estruturas de fixação dos módulos, cabos e conexões, sistema de proteção, a engenharia necessária na adequação dos componentes do sistema e os custos gerais de instalação e montagem.

Para definir um preço médio para os módulos solares e inversores foi feita uma pesquisa de mercado com diversos fornecedores, nacionais e internacionais, por equipamentos com especificidades técnicas equivalentes aos escolhidos no dimensionamento do arranjo.

Os custos com as estruturas físicas para fixação dos painéis no telhado, também chamados de kits de montagem, e com o sistema de proteção do arranjo, as conhecidas *string box* foram estimados a partir de orçamentos feitos com fornecedores nacionais.

O restante do investimento inicial, correspondente ao preço dos cabos e conexões, projeto e instalação do sistema, foi estimado de acordo com o levantamento do Instituto Ideal para a composição do preço total de um SFV (INSTITUTO IDEAL, 2015).

Figura 3.5 - Composição do custo total da instalação de um sistema FV de acordo com o Instituto Ideal



Fonte: Instituto Ideal - O mercado brasileiro da geração distribuída – setembro de 2015. Disponível em https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final Acesso em 6/10/2016 (adaptado)

3.1.3.2 Levantamento dos preços das lâmpadas de LED e custo de instalação

Após determinar a potência das lâmpadas de LED que seriam utilizadas na substituição das lâmpadas fluorescentes e a quantidade, o que é feito na etapa descrita no item

3.1.2.4, é possível estimar o custo de implementação da efficientização da iluminação do CEMTN.

O preço das lâmpadas de LED foi estimado a partir de uma pesquisa orçamentária com fornecedores nacionais de várias marcas e os custos com a mão-de-obra foram calculados com base em tabelas de precificação de serviços de eletricista.

3.1.3.3 Levantamento do Investimento Inicial

O levantamento do investimento inicial foi realizado de acordo com as premissas apresentadas nos tópicos 3.3.1 e 3.3.2, sendo que o investimento inicial do Caso 1 corresponde apenas aos custos iniciais com a aquisição e instalação do SFV dimensionado para essa alternativa enquanto que no Caso 2 o investimento inicial é dado pela soma dos custos com o SFV mais o custo de implementação do projeto de efficientização da iluminação.

3.1.3.4 Elaboração do Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa inclui além do investimento inicial, as despesas e fontes de receita anuais e eventuais trocas de equipamentos ao longo do tempo de vida do projeto.

Para elaborá-lo é necessário, portanto, definir, além do tempo de vida do projeto, alguns outros parâmetros como o aumento percentual da tarifa energética, a taxa de inflação, valor residual e taxa de juros.

As despesas anuais correspondem aos custos com operação e manutenção do sistema. Para limitar a queda de eficiência que naturalmente acomete os painéis, é preciso limpá-los com certa frequência, pois a sujeira e poeira que se acumulam na superfície também degradam seu desempenho. A eventual troca de cabos, conexões, fusíveis e disjuntores que se danifiquem também está inclusa nos custos de O&M.

Há ainda uma segunda despesa que corresponde à troca dos inversores durante a vida útil do projeto, já que a vida útil de inversores costuma variar entre 10 e 15 anos, enquanto que a vida útil das placas solares, de acordo com seus fabricantes, costuma ser de 25 anos, para eficiência acima de 80% (CRESESB, 2014).

Para o segundo caso estudado, no qual há a substituição das lâmpadas da escola por lâmpadas de LED, a troca de lâmpadas após o fim de sua vida útil não foi considerada no

fluxo de caixa, uma vez que no primeiro caso, essa troca também não foi computada. Desse modo mantemos os fluxos de caixa comparáveis.

As fontes de receita consideradas no fluxo de caixa são relativas à economia mensal que se tem com a compensação da conta de luz da escola pela geração de energia do SFV instalado. Para calcular esse ganho, estimou-se, a partir dos resultados de simulação do programa PVsyst, o quanto de energia que o sistema projetado é capaz de gerar por ano, incluindo a queda de eficiência natural dos módulos solares ao longo do tempo e considerou-se que o consumo de energia da escola seria constante ao longo dos anos, uma vez que a quantidade de alunos não costuma variar, mantendo-se em torno de um valor médio, a escola não indicou possibilidade de realizar reformas ou expandir futuramente e os equipamentos atuais da escola, provavelmente, devem ser mantidos pelos próximos anos.

A receita anual é dada então pelo que seria gasto para pagar a conta de luz caso os sistemas dimensionados não existissem, fazendo-se a diferença entre o que o sistema gera e o que a escola consome. Ressalta-se que, a partir de determinada época o sistema pode passar a produzir um pouco abaixo do consumo da escola, já que a geração do arranjo decai, mas o consumo se mantém constante e, além disso, mesmo com o sistema gerando a totalidade da energia consumida pela escola, para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (tipo B), ainda deve-se pagar uma tarifa mínima à concessionária de energia referente ao custo de disponibilidade (ANEEL, 2016).

No segundo caso, as receitas são resultado da soma entre o que é economizado no pagamento da conta de luz graças à geração do SFV bem como à economia na conta resultante da troca de lâmpadas.

Salienta-se que não foi aplicada ao fluxo de caixa a taxa de inflação, uma vez que como ela atua sobre todos os valores do fluxo de caixa que se distribuem no tempo, suprimi-la não afeta a análise econômica e facilita os cálculos. Dessa forma, os valores de custos anuais com O&M, e o valor de troca do inversor mantiveram-se constantes ao longo do intervalo de tempo do fluxo de caixa. O valor do reajuste tarifário, no entanto, é levado em conta, uma vez que independentemente da inflação, tal reajuste é aplicado pela concessionária. O reajuste afeta apenas o valor da receita.

A tabela 3.1 mostra o modelo de fluxo de caixa adotado tanto para o Caso 1 quanto para o Caso 2 analisados neste trabalho.

Tabela 3.1 - Modelo de Fluxo de caixa adotado no trabalho

Ano	0	1	...	13	...	25
Investimento Inicial (R\$)	Custos com implementação do SFV					
Economia Anual (R\$)		Receita	Receita	Receita	Receita	Receita
Custos de O&M (R\$)		Custos anuais fixos com operação e manutenção	Custos anuais fixos com operação e manutenção	Custos anuais fixos com operação e manutenção	Custos anuais fixos com operação e manutenção	Custos anuais fixos com operação e manutenção
Troca de Inversor (R\$)				Troca de Inversor		
Fluxo de caixa (R\$)	Custos com implementação do SFV	Receita - Custos anuais Fixos com O&M	Receita - Custos anuais Fixos com O&M	Receita - Custos anuais Fixos com O&M - Troca de Inversor	Receita - Custos anuais Fixos com O&M	Receita - Custos anuais Fixos com O&M
VPL (R\$)	Custos com implementação do SFV	Fluxo de caixa trazido para o ano 0	Fluxo de caixa trazido para o ano 0	Fluxo de caixa trazido para o ano 0	Fluxo de caixa trazido para o ano 0	Fluxo de caixa trazido para o ano 0
VPL Acumulado (R\$)	Custos com implementação do SFV	VPL acumulado do ano anterior + VPL referente a esse ano	VPL acumulado do ano anterior + VPL referente a esse ano	VPL acumulado do ano anterior + VPL referente a esse ano	VPL acumulado do ano anterior + VPL referente a esse ano	VPL acumulado do ano anterior + VPL referente a esse ano

Nota1: Valores em verde são positivos e valores em vermelho são negativos no fluxo de caixa.

Fonte: Elaboração da própria da autora

3.1.3.5 Análise de Viabilidade Econômica

Para discutir a viabilidade econômica do projeto foram utilizados 3 métodos de análise de viabilidade: o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o Tempo de Retorno Descontado, também denominado Payback Descontado.

3.1.3.5.1 Método do Valor Presente Líquido

Para calcular o VPL a partir do fluxo de caixa, é preciso levar para o tempo presente, todos os valores do fluxo de caixa descritos para então calcular o valor líquido que é dado pela diferença entre receitas e despesas. Para verificar a viabilidade econômica do projeto

utilizando o VPL é preciso calculá-lo utilizando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para o investidor do projeto.

Em resumo, o VPL pode ser calculado a partir da seguinte fórmula:

$$VPL(i) = \sum_{k=0}^n \frac{(R_k - D_k)}{(1+i)^k}$$

Em que,

- $VPL(i)$ é o valor presente líquido a uma taxa i ;
- R_k são as receitas para o período k ;
- D_k são as despesas para o período k ;
- i é a TMA;
- n é o número total de anos do projeto.

Em tese, o projeto será viável, à taxa i , se $VPL(i)$ for positivo, caso contrário o projeto é inviabilizado economicamente. Quando comparamos o VPL de dois projetos, a solução mais vantajosa é a de maior VPL, ou a de VPL menos negativo.

3.1.3.5.2 Método da Taxa Interna de Retorno

A TIR é a taxa que iguala o valor atual do investimento inicial ao restante do fluxo de caixa referenciado ao tempo presente, ou seja, é a taxa que zera o VPL. Interpretada economicamente, a TIR seria a taxa de remuneração do capital aplicado.

O valor da TIR não pode ser encontrado algebricamente e, portanto, deve-se chegar a ele de modo iterativo. Assim como o restante da análise econômica, a TIR para os dois casos estudados foi encontrada com auxílio do programa Excel.

Para analisar a viabilidade do projeto a partir da TIR, compara-se ela à TMA. Se a TIR for superior à TMA, diz-se que o projeto é economicamente viável, caso contrário, diz-se que o projeto é economicamente inviável.

Tais conclusões somente são válidas se, pelo processo iterativo, só existir uma solução positiva para a TIR. É preciso, portanto, tomar cuidado caso existam múltiplas raízes positivas para que a conclusão sobre a viabilidade econômica do projeto não seja equivocada.

Quando deseja-se fazer a comparação de dois ou mais projetos a partir da TIR é preciso empregar o método da TIR incremental que é simplesmente a TIR calculada para o

fluxo de caixa resultante da diferença dos dois projetos. Os passos abaixo detalham como é feita a comparação de duas soluções utilizando a TIR incremental:

- I. Ordena-se os projetos pela ordem crescente de investimento inicial;
- II. Calcula-se a TIR para o primeiro projeto (de investimento inicial mais baixo);
- III. Compara-se a TIR à TMA:
 - a. Se $TIR < TMA$, rejeita-se essa solução e compara-se a TIR da próxima solução à TMA novamente;
 - b. Se $TIR > TMA$, calcula-se a TIR para fluxo de caixa resultante da diferença entre os dois projetos (valores do fluxo de caixa do projeto com investimento inicial menor menos os valores do fluxo de caixa do projeto com investimento inicial maior), essa é a denominada TIR incremental;
- IV. Compara-se a TIR incremental novamente à TMA:
 - a. Se $TIR \text{ incremental} > TMA$, a segunda solução avaliada (opção de investimento inicial maior) é mais vantajosa economicamente que a primeira;
 - b. Se $TIR \text{ incremental} < TMA$, a primeira solução avaliada (opção de menor investimento inicial) é mais vantajosa economicamente que a segunda.

3.1.3.5.3 Método do Tempo de Retorno de Investimento Descontado

O Tempo de Retorno de Investimento Descontado, popularmente conhecido como *Payback* Descontado, consiste em determinar o instante de tempo no qual o valor presente líquido do fluxo de caixa acumulado torna-se positivo. Nesse momento, diz-se que o investimento se pagou, ou seja, o valor que foi investido retorna totalmente para o investidor naquele instante de tempo.

O desejável é que o tempo de retorno do investimento seja o menor possível. Comparar o tempo de retorno de dois investimentos diferentes pode ser complicado, pois esse parâmetro pode ser condicionado ao tempo de vida do projeto. Como nesse estudo, ambos os projetos analisados têm o mesmo tempo de vida e seus fluxos de caixa possuem elementos bastante similares, utilizar o *payback* descontado para compará-los não resultará em conclusões equivocadas.

3.1.4 Resultados obtidos ao final da aplicação do método

Espera-se, após aplicar todas as etapas do método, encontrar uma solução para energização total da escola CEMTN que seja tecnicamente possível e economicamente vantajosa.

Mais especificamente, o método permite vislumbrar a partir da comparação entre as soluções propostas para o Caso 1 e o Caso 2 se as despesas com um projeto de eficiência energética são compensadas pelo fato de se diminuir o investimento inicial do SFV.

3.2 MATERIAIS UTILIZADOS

Os materiais compreendem os programas computacionais fundamentais à execução do estudo de caso. Para a análise técnica foram utilizados os *softwares* PVSyst, SketchUp e AutoCAD. A análise de viabilidade financeira foi inteiramente realizada com o programa Excel.

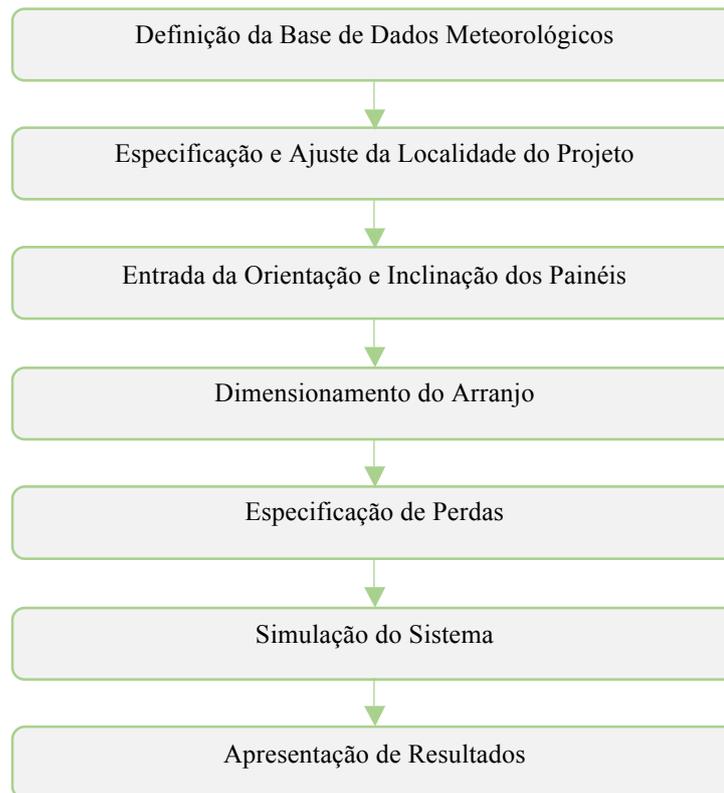
3.2.1 PVsyst

O programa PVsyst – *Photovoltaic Systems*, em sua versão mais atual, 6.4.7, foi escolhido para dimensionar os arranjos FV e simular a produtividade de ambos os sistemas estudados.

Essa ferramenta surgiu na Universidade de Genebra, na Suíça em 1992 e é, atualmente, comercializado pela empresa PVsyst SA. Além de permitir o dimensionamento e simulação dos dados de SFV, o programa conta com uma base de dados meteorológicos própria mas permite também a importação de outros arquivos climáticos, além de apresentar uma vasta gama de informações a cerca de módulos e inversores existentes no mercado.

Para aplicar os recursos do PVsyst de modo correto no estudo de SFV é preciso inserir os dados do projeto nas entradas correspondentes do programa. A figura 3.6, apresenta um fluxograma com a sequência de passos necessária para se utilizar o PVsyst adequadamente.

Figura 3.6 - Fluxograma de passos para utilizar o PVsyst



3.2.1.1 Definição de Base de Dados Meteorológicos

O dimensionamento de um arranjo FV e sua simulação no programa PVsyst requerem a entrada de dados meteorológicos que contenham informação de hora em hora a cerca do Irradiação Global Horizontal Incidente (GHI) e da temperatura ambiente do local.

Há também a possibilidade de inserir dados de Irradiação Difusa Horizontal (DHI), Irradiação Direta Normal (DNI) e da velocidade do vento. Caso tais informações não sejam inseridas, o programa é capaz de construí-las utilizando modelos matemáticos e estatísticos.

Existem diversas bases de dados climáticos disponíveis que incluem os dados de satélite da NASA e do INPE_SWERA por exemplo.

A maior precisão dos dados para a localidade preterida deve ser levada em consideração na hora de escolher a base de dados.

Para esse trabalho, optou-se por utilizar a própria base de dados do PVsyst, oriunda do programa Meteonorm, que disponibiliza dados para cidades do mundo todo.

3.2.1.2 Especificação e Ajuste da Localidade do Projeto

Escolhida a fonte de dados meteorológicos e especificada a localidade do projeto no programa, ele calcula as componentes de irradiação no plano horizontal e temperatura e fornece os dados de hora em hora para um ano.

Tais dados podem ser ajustados de acordo com o valor de entrada para o albedo (o próprio PVsyst sugere valores usuais dependendo das condições locais) e demais variáveis pertinentes.

3.2.1.3 Entrada da Orientação e Inclinação dos Painéis

Nesta etapa, seleciona-se como os painéis serão instalados em termos de ângulo de inclinação com relação ao plano horizontal e ângulo de azimute ou orientação em relação ao norte geográfico (para localidades no hemisfério sul).

Define-se também se todos os módulos terão inclinação fixa, ajustável ou se serão instalados sobre estruturas mecânicas com rastreadores solares.

Para os projetos analisados aqui, os módulos serão instalados em um plano de inclinação fixa que coincide com a inclinação do telhado

3.2.1.4 Dimensionamento do Arranjo

O dimensionamento do SFV pelo PVsyst pode ser feito a partir da área disponível ou da potência nominal estimada para o arranjo.

Nesse passo escolhem-se também os modelos de módulo e inversores que serão utilizados no sistema. O banco de dados do PVsyst contém uma série de fabricantes de ambos os produtos e a seleção dos equipamentos já traz todas as suas especificações técnicas.

Quando se define um modelo de placa solar e um modelo de inversor, o programa verifica a compatibilidade do arranjo e sugere a melhor forma de conectar os componentes do sistema: quantidade de módulos em série (*strings*) e número de *strings* em paralelo e quantidade de inversores necessários.

Normalmente é preciso variar os modelos de módulos e inversores até se encontrar a combinação mais adequada, ou seja, em que o arranjo não esteja sub ou superdimensionado

com relação ao inversor de modo a evitar uma queda de eficiência do inversor por incompatibilidade com o arranjo das placas.

Caso o programa não consiga encontrar uma solução de arranjo para os equipamentos selecionados, um aviso aparecerá explicando o porque da incompatibilidade. Quando há incompatibilidade o programa não consegue simular a produção de energia do sistema.

3.2.1.5 Especificação de Perdas

O programa apresenta entradas para especificar as diversas perdas que podem existir no sistema. Existem valores pré-determinados pelo programa para esses parâmetros, mas eles podem ser alterados pelo usuário.

A definição das perdas requer atenção, pois os valores estimados para tais parâmetros podem gerar diferenças significativas nos resultados da simulação de produtividade do SFV.

O programa detalha as perdas em:

- Térmicas: caracterizada pela condutividade térmica U [W/mK], é dividida entre uma componente constante U_c e uma componente proporcional à velocidade do vento U_v .

$$U = U_c + U_v \cdot v$$

Em que v é a velocidade do vento.

Como os dados de velocidade do vento são pouco precisos, o PVsyst aconselha escolher a componente U_v adotada como nula e sugere valores para U_c dependendo de como os módulos serão montados:

- $U_c = 29 \frac{W}{(m^2.K)}$ caso os módulos sejam instalados com livre circulação de ar por trás;
- $U_c = 20 \frac{W}{(m^2.K)}$ caso os módulos sejam semi-integrados à uma construção mas tenham um duto para circulação de ar na parte traseira;
- $U_c = 15 \frac{W}{(m^2.K)}$ caso os módulos sejam totalmente integrados à construção e tenham a sua parte e trás totalmente isolada, sem circulação de ar.
- Ôhmicas: inclui as perdas com queda de tensão tanto do lado DC (conexão entre as placas e do arranjo com os inversores) quanto do lado AC (conexão dos inversores

com o ponto de injeção da energia gerada). Caso o sistema contenha um transformador externo ao inversor, é possível adicionar as perdas no transformador.

O programa sugere como padrão, uma perda de 1,5% no cabeamento DC. A perda do lado AC pode ser calculada pelo programa inserindo-se o comprimento dos cabos e a seção transversal.

- **Qualidade do módulo:** as especificações dos painéis solares costumam trazer um fator de tolerância sobre a potência nominal do equipamento. O programa sugere um fator de 0,5% como padrão, mas cabe ao projetista definir o parâmetro de acordo com a confiança que tem no fabricante do módulo escolhido.
- **Degradação pela luz:** a *Light Induced Degradation* (LID) é uma queda na performance de módulos cristalinos que ocorre nas primeiras horas de exposição ao sol no dia. Essa perda está relacionada à qualidade do processo e fabricação da célula e seu fator costuma estar entre 1% e 3% (THEVENARD, A., S., TURCOTTE, & POISSANT, 2010);
O valor padrão que o programa sugere é de 2%.
- **Incompatibilidade:** é devido ao fato de em uma fileira de módulos em série, a corrente ser ditada pelo módulo que está gerando a menor corrente. Essa incompatibilidade pode resultar do processo de fabricação do módulo que acaba por gerar módulos com características não exatamente iguais. O valor padrão proposto pelo programa para essa perda em sistemas que utilizem inversores com MPPT é de 2%.
- **Acúmulo de sujeira:** o valor para essas perdas é muito relativo às condições climáticas e de poluição do local e também à frequência da manutenção de limpeza que é dada ao sistema. Valores típicos que podem ser adotados são de 5% para locais com chuvas regulares, e 10% para locais de clima seco (GSES, 2015).
- **Ângulo de Incidência da Irradiância (IAM):** corresponde às perdas que ocorrem com as mudanças de ângulo de incidência quando a luz atravessa as camadas protetoras do módulo a até atingir as células solares.

A perda de eficiência nos inversores é computada de acordo com a especificação técnica do modelo escolhido no dimensionamento do sistema.

3.2.1.6 Simulação

Após entrar com todas as informações de localidade, dados meteorológicos, inclinação e orientação dos painéis, dimensionamento do arranjo, escolha dos equipamentos e valores para as perdas, o PVSyst pode simular o funcionamento do sistema para todas as horas de um ano e retornar um relatório contendo os principais resultados e os parâmetros inseridos no programa.

3.2.1.7 Apresentação de Resultados

O relatório gerado pelo PVSyst resume os resultados da simulação que contém:

- Gráfico da Produção Normalizada de Energia (quociente entre a energia produzida pelo sistema e a potência nominal do arranjo);
- Gráfico da Razão de Performance do sistema (*Performance Ratio*, razão entre a geração efetiva do sistema e a geração de referência do arranjo, baseada na potência nominal sem considerar as perdas do sistema);
- Tabela contendo os valores mensais para:
 - GHI;
 - Temperatura Ambiente;
 - Irradiação global sobre o plano inclinado em que os módulos serão instalados;
 - Irradiação global efetiva (após correção que considera as perdas por IAM e sombreamento);
 - Energia gerada pelo arranjo;
 - Energia injetada na rede (considera as perdas na condução e a queda de eficiência dos inversores);
 - Razão entre a energia gerada e a área ocupada pelo arranjo;
 - Razão entre a energia injetada na rede e a área ocupada pelo arranjo.
- Diagrama de perdas.

3.2.2 SketchUp

O programa SketchUp foi utilizado na modelagem 3D do telhado selecionado para receber o arranjo FV.

A modelagem 3D é um processo bastante intuitivo nesse programa e suas ferramentas padrão trazem muitas funcionalidades úteis. Uma delas foi utilizada no estudo de sombreamento do telhado: a ferramenta *Shadows*, que permite analisar o sombreamento do telhado de acordo com a geolocalização informada e com os objetos modelados em 3D pelo usuário. Essa ferramenta permite observar as sombras da edificação para todas as horas, dias e meses do ano.

Com o programa também é possível visualizar como o arranjo ficaria disposto no telhado e, inclusive, analisar se o arranjo sugerido no dimensionamento (número de painéis em série, ou *strings*, e número de *strings* em paralelo) é viável, dada as dimensões e posicionamento do telhado. Para isso, basta instalar a extensão *Skelion*. Ela permite escolher o mesmo modelo de painel definido no dimensionamento do sistema e o espaçamento entre as fileiras de módulos para então dispô-los sobre a área do telhado selecionado.

3.2.3 AutoCAD

O programa AutoCAD foi utilizado para confeccionar o diagrama que ilustra a conexão entre os elementos do sistema bem como o dimensionamento de alguns componentes do sistema: cabos e dispositivos de proteção.

3.2.4 Excel

Por fim, para realizar a análise de viabilidade econômica, o programa Excel foi escolhido.

Nele foram construídos os fluxos de caixa dos projetos analisados. A partir do fluxo de caixa foram calculados os valores de VPL, TIR e Tempo de Retorno do Investimento utilizando as funções algébricas simples e funções financeiras do programa.

Os dados recolhidos ao longo do projeto e dados de dimensionamento e simulação de ambos os sistemas estudados também foram armazenados em tabelas e gráficos do Excel.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados das análises de viabilidade técnica e econômica para o estudo de caso realizado, que compreende o estudo de duas soluções (Caso 1 e Caso 2) para se energizar 100% da escola escolhida. Os resultados serão apresentados de acordo com as etapas descritas no capítulo 3.

4.1 Escolha da Escola para realização dos Estudos de Caso

Para realizar os estudos de caso relatados neste trabalho foi escolhida uma escola dentre as elencadas pela Secretaria do Meio Ambiente, em conjunto com a Secretaria de Educação, como prioritárias no atendimento pelo Programa Brasília Solar.

O Centro de Ensino Médio de Taguatinga Norte (CEMTN) foi a escola eleita por ser considerada a mais representativa do grupo de acordo com o critério do consumo mensal de energia por aluno (este indicador para o CEMTN é o mais próximo da média calculada considerando-se as dez escolas estudadas).

Tabela 4.1 - Resumo do Consumo Energético das Escolas por Aluno

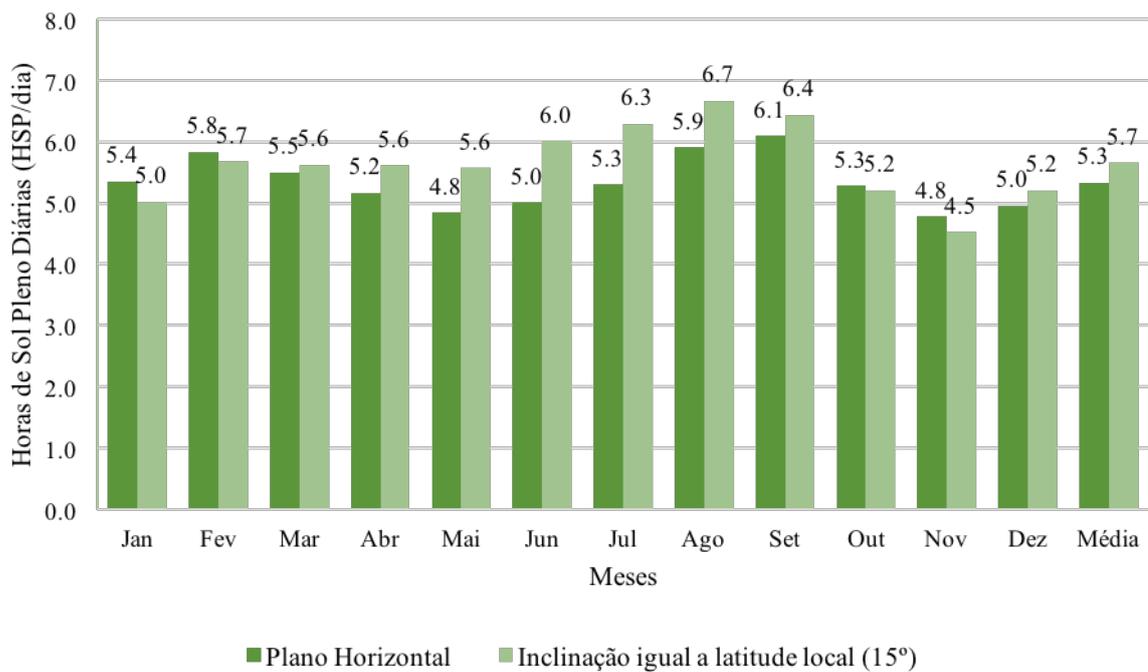
Escolas	Consumo médio mensal de Energia (média dos anos 2014 e 2015) (kWh)	Total de Alunos	Consumo médio de Energia por Aluno (kWh per capta)
EC 22 - Gama	1790,50	522	3,43
CE Prof. Carlos Ramos Mota - Lago Oeste	3358,51	950	3,54
CEM 414 - Samambaia	5845,89	1611	3,63
CEF Darcy Ribeiro - Paranoá	4771,95	1290	3,70
EC Condomínio Arapoanga - Planaltina	2867,98	694	4,13
CEMTN - Taguatinga	7592,22	1510	5,03
CEF 01 - Núcleo Bandeirante	5909,35	805	7,34
CED Gisno - Asa Norte	8642,86	1005	8,60
CEF 201 - Santa Maria	8614,64	980	8,79
Média	5488,21	1040.78	5,35

4.2 RESULTADOS DA ANÁLISE TÉCNICA

4.2.1 Avaliação do Recurso Solar

Como previamente esclarecido, as informações referentes ao recurso solar local foram obtidas a partir do programa PVSyst, que utiliza o banco de dados da Meteonorm. Os dados referentes às horas de sol pleno diárias usados para projetar o SFV estão dispostos no gráfico 4.1.

Gráfico 4.1 - Horas de Sol Pleno Diárias sobre um plano horizontal e sobre um plano de inclinação igual a latitude ao longo do ano em Brasília



Fonte: Dados para a localidade de Brasília calculados a partir do banco de dados Meteonorm presente no programa PVSyst

Embora não seja possível obter os dados de irradiação solar para a localização exata da escola na base de dados do PVSyst, é possível obter os dados para a cidade de Brasília, cujas condições solarimétricas são equivalentes. Infere-se do gráfico que as horas de sol pleno diárias no plano horizontal variam em torno do valor médio de 5,33 apresentando um pequeno desvio padrão de 0,43. Sob o plano inclinado no ângulo igual à latitude local, a média de HSP é de 5,65 e o desvio padrão é de 0,62. Conclui-se a partir desses dados que o arranjo produzirá praticamente a mesma quantidade de energia em todos os meses.

4.2.2 Coleta de Dados da Escola CEMTN

O CEMTN é uma escola de ensino médio de grande porte localizada em Taguatinga Norte, que conta com cerca de 1500 alunos e funciona nos turnos matutino e vespertino.

A escola conta com 22 salas de aula e outras 26 dependências que incluem cozinha, sala de informática, auditório, mecanografia, banheiro, sala de professores, quadra de esportes e salas administrativas, além de uma vasta área externa arborizada.

As dependências da escola dividem-se em sete blocos de pavimento térreo mais a quadra de esportes coberta.

Figura 4.1 - Vista aérea da escola CEMTN



Fonte: Foto aérea retirada por drone e fornecida pelo diretor do CEMTN, senhor Adriano Moura Neradil

Para realizar o estudo de viabilidade de instalação de um SFV no CEMTN foi necessário visitar a escola a fim de conhecer suas instalações, coletar impressões de seus usuários e realizar um levantamento das cargas presentes no local. Ressalta-se que as visitas à escola foram possíveis graças a emissão de um ofício emitido pela SEMA e autorizado pela SE e que, além disso, o funcionário Dálio Ribeiro de Mendonça Filho esteve presente na primeira visita ao local.

A coleta de dados qualitativos do CEMTN foi realizada através de um questionário elaborado especialmente para esse trabalho (Apêndice I), foi respondido pelo professor

Valdison Alves Ribeiro Morais, que leciona química no CEMTN, com auxílio de outros professores e funcionários.

Segundo suas respostas, a construção da escola data de 1963 e desde 1999 a escola não sofreu grandes reformas. Originalmente o controle das luzes das salas era feito em um quadro geral de eletricidade que acendia todas as luzes simultaneamente, o que é muito comum em escolas mais antigas, mas, há cerca de 10 anos, houve a individualização do controle da luz por sala.

Embora existam janelas em todas as salas, não há o hábito de se utilizar luz natural, ou seja, mesmo no turno matutino, as lâmpadas das salas de aula e demais dependências são acesas. Quando questionados sobre o consumo de energia da escola, seus representantes disseram acreditar ser possível diminuir os gastos.

Durante a época da seca, que costuma perdurar de agosto a outubro, as instalações da escola costumam ser bem quentes e desconfortáveis, o que demanda a utilização mais frequente de ventiladores.

O professor Morais relatou ainda que os alunos têm boa disponibilidade de aprendizagem e que, certamente, colaborariam caso a escola implementasse uma política de consumo consciente. Há grande interesse por parte da escola em receber um SFV bem como em se engajar com iniciativas que primem pela eficiência energética e pela educação ambiental.

O levantamento de cargas foi realizado também com auxílio do professor Morais ao longo das visitas à escola e o acesso ao registro de consumo da escola foi concedido pela Secretaria de Educação do DF.

4.2.3 Determinação do Consumo de Energia da Escola

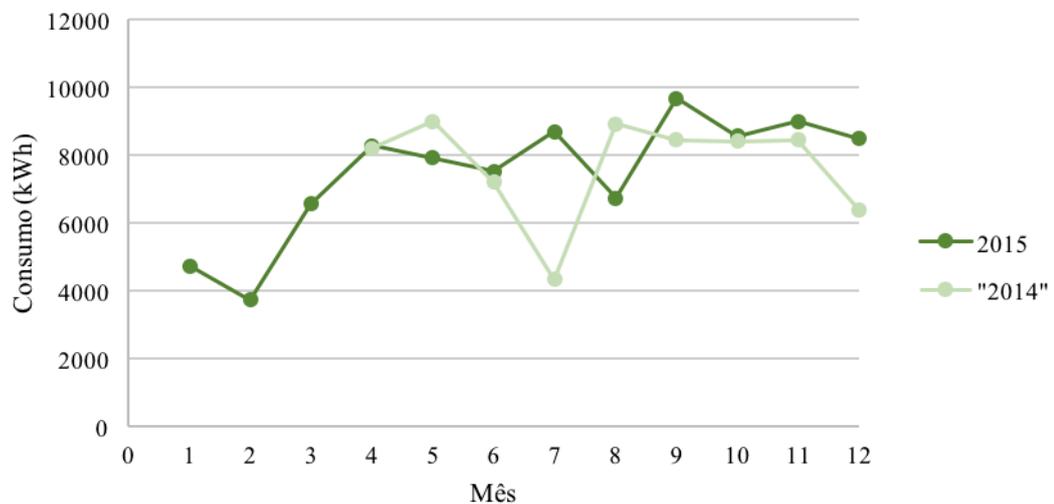
A partir das contas de luz fornecidas foi possível determinar os consumos médios mensal e anual da escola, mostrados na tabela 4.2 mostra os dados de consumo energético do CEMTN.

Tabela 4.2 - Dados de consumo energético CEMTN

Consumo Energético CEMTN (kWh)		
Mês/Ano	2014	2015
Janeiro	-	4.720
Fevereiro	-	3.720
Março	-	6.560
Abril	8.200	8.280
Maio	9.000	7.920
Junho	7.200	7.520
Julho	4.320	8.680
Agosto	8.920	6.720
Setembro	8.440	9.680
Outubro	8.400	8.560
Novembro	8.440	9.000
Dezembro	6.360	8.480
Consumo médio mensal (2014-2015) (kWh)		7.592,22
Consumo médio anual (2014-2015) (kWh)		91.106,67

O consumo médio mensal, portanto, é de 7592,22 kWh e o consumo médio anual é de 91106,67 kWh. O Gráfico 4.2 ilustra a variação do consumo de energia ao longo dos meses do ano para os anos de 2014 a 2016.

Gráfico 4.3 - Consumo de energia ao longo dos meses do CEMTN



O gráfico revela que a partir do mês de março até o final mês de novembro, intervalo correspondente ao período letivo, o consumo da escola se mantém em torno dos 8000 kWh, à

exceção do mês de recesso escolar no meio do ano, que costuma variar entre julho e agosto, quando o consumo cai. Nos meses de férias de verão, que vão de meados de dezembro até o fim de fevereiro o consumo é bem inferior à média mensal. Esse resultado é coerente com o perfil de consumo que se espera para uma escola.

De posse desses dados é possível dimensionar o SFV para o primeiro caso de estudo, que suprirá a totalidade da carga atual da escola. Já para dimensionar o SFV para o segundo caso estudado é preciso passar pela etapa de efficientização da iluminação e determinação do novo consumo médio para a escola, que será detalhado no próximo tópico.

4.2.4 Estudo de Eficiência Energética para Iluminação

A fim de realizar a efficientização do sistema de iluminação da escola, diagnosticou-se o quanto que suas lâmpadas consumiam de energia e que parcela do consumo total elas representavam.

Para isso, fez-se o levantamento das cargas da escola e estimou-se com o auxílio de funcionários locais, a quantidade de horas em que as lâmpadas de cada dependência são acionadas (tabela detalhada com o sistema de iluminação original da escola encontra-se no Apêndice II). Destaca-se que as lâmpadas de alta potência utilizadas nos holofotes da quadra de esportes da escola não foram contabilizadas uma vez que se relatou o raro uso da quadra durante a noite. Os turnos de aulas, servidores e demais funcionários da escola são mostrados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Horários de funcionamento das dependências do CEMTN

Turnos	Intervalo	Número de Horas
Matutino	7h15 - 12h15	5
Vespertino	13h15 - 18h15	5
Chegada dos Servidores	6h	-
Funcionamento áreas administrativas e orientação	8h-12h e 14h - 18h	8
Funcionamento da Cozinha	6h30 - 17h	11
Acionamento das lâmpadas externas	17h45 - 5h45	12

As seguintes premissas foram adotadas na estimativa do tempo de acionamento das lâmpadas:

- As salas de aula, sala dos professores, banheiros, laboratório de informática e biblioteca ficam com as luzes acesas durante os turnos matutino e vespertino de segunda a sexta-feira;
- O auditório fica com suas luzes acesas durante os turnos matutino e vespertino duas vezes na semana;
- A sala atrás do auditório e seu vestiário anexo permanecem acesos durante os turnos matutino e vespertino uma vez na semana;
- A secretaria, a administração, a coordenação, o arquivo, a supervisão pedagógica e o financeiro ficam com as luzes acesas ao longo de todo o horário correspondente aos seus funcionamentos de segunda a sexta-feira;
- A sala de monitoramento permanece com as luzes acesas 24 horas por dia todos os dias da semana;
- As cozinhas ficam com as luzes acesas durante 5 horas de seu funcionamento de segunda a sexta-feira e
- A área externa permanece com as luzes acesas durante 12 horas todos os dias da semana (incluindo final de semana).

O sistema de iluminação da escola é composto basicamente por lâmpadas fluorescentes tubulares de 40W, 557 no total. Há ainda 15 lâmpadas fluorescentes compactas de 25W (na cantina e no palco da escola).

De posse desses dados, é possível estimar a porcentagem do consumo médio total que as lâmpadas da escola representam, como mostrado na tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Porcentagem que o sistema de iluminação do CEMTN representa no consumo total.

Ano	Consumo			Consumo médio mensal das demais cargas (kWh)	Porcentagem demais cargas
	Consumo de energia médio mensal (kWh)	médio mensal com Iluminação (kWh)	Porcentagem Iluminação		
2014	7697,78	4937,64	64,14%	2760,14	35,86%
2015	7486,67	4937,64	65,95%	2549,03	34,05%
2016	6600,00	4937,64	74,81%	1662,36	25,19%
Média (2014 e 2015)	7592,22	4937,64	65,04%	2654,59	34,96%

Conclui-se, portanto, que o sistema de iluminação representa, percentualmente, o maior consumidor de energia da escola. Esse resultado é esperado uma vez que escolas normalmente não apresentam muitas cargas de alto consumo energético como chuveiro, ar-condicionado e motores. Quando essas cargas existem elas estão em baixo número e não operam por muitas horas. Já as lâmpadas, que, comparativamente, não consomem tanta energia, existem em número abundante e ficam ligadas por longos períodos, seja por questão de costume, de necessidade ou até mesmo de segurança e, por isso, acabam representando parcela significativa do consumo total.

A substituição das lâmpadas fluorescentes por lâmpadas LED mais eficientes e de performance luminosa equivalente pode, portanto, impactar consideravelmente no consumo total da escola. Propõe-se, assim, a troca de todas as 557 lâmpadas fluorescentes tubulares T10 de 40W do CEMTN por lâmpadas tubulares de LED de 18W e das 15 lâmpadas CFL de 25W por lâmpadas de LED tipo bulbo de 12W, seguindo a recomendação de fabricantes.

4.2.5 Determinação do Novo Consumo de Energia da Escola

Assumindo a hipótese de substituição de todas as lâmpadas do CEMTN pela tecnologia LED é possível estimar em quanto o consumo com iluminação bem como o consumo total da escola reduziriam. Vale lembrar que esse estudo de caso propõe apenas a troca dos equipamentos de iluminação, mantendo o tempo de funcionamento atual deste sistema.

Os resultados para o cálculo da parcela que o novo sistema de iluminação representaria no consumo total da escola é apresentado na tabela 4.5. As tabelas 4.6 e 4.7 representam, respectivamente, a redução no consumo com energia no sistema e iluminação e a redução no consumo total da escola. (A tabela detalhada da nova iluminação encontra-se no Apêndice III).

Tabela 4.5 - Porcentagem que o sistema de iluminação do CEMTN representa no novo consumo total

Ano	Consumo de energia médio mensal (kWh)	Consumo		Consumo médio mensal das demais cargas (kWh)	Porcentagem demais cargas
		médio mensal com Iluminação (kWh)	Porcentagem Iluminação		
2014	4982,32	2222,18	44,60%	2760,14	55,40%
2015	4771,21	2222,18	46,57%	2549,03	53,43%
Média (2014 e 2015)	4876,76	2222,18	45,57%	2654,59	54,43%

Tabela 4.6 - Redução no consumo de energia com a iluminação no CEMTN

Consumo anterior com Iluminação (kWh)	4937,64
Redução (kWh)	2715,46
Redução em porcentagem	55,00%

Tabela 4.7 - Redução do consumo de energia total do CEMTN

Consumo Médio Mensal Antes da Eficientização (kWh)	Consumo Médio Mensal Depois do estudo de Eficientização (kWh)	Redução Total (kWh)	Redução Percentual
7592,22	4876,76	2715,46	35,77%

Dos resultados obtidos conclui-se que, apenas com a troca das lâmpadas, a redução no consumo com a parte de iluminação da escola é superior à 50% enquanto que o consumo total da escola, que engloba todas as cargas, pode ser reduzido em 35,77%. O novo consumo de energia médio mensal estimado, utilizado como referencial para projetar o SFV para o Caso 2 caiu para 4876,76 kWh.

4.2.6 Escolha do Telhado

A vista aérea do CEMTN (Figura 4.1) mostra que há área de telhado mais do que suficiente para se instalar módulos solares. No entanto, parte dos telhados da escola ficam inviabilizados por motivos de sombreamento. O grande número de árvores de grande porte existentes na escola tem o papel fundamental de deixar o ambiente escolar mais agradável, fresco e oxigenado e a sombra das árvores é importante para evitar que o sol quente entre diretamente nas salas de aula.

No entanto, tratando-se de placas solares, sombras podem ser um problema crítico. Quando um módulo é parcial ou totalmente sombreado a corrente gerada por ele diminui podendo chegar a zero, e esse efeito é propagado para todo o conjunto série conectado a ele (CRESESB, 2014).

Além de prejudicar o desempenho do arranjo, o sombreamento parcial de um módulo pode criar o que chamamos de *hotspots* ou pontos quentes, que ocorre quando uma ou algumas células do módulo são sombreadas e, como mecanismo de proteção, são curto-circuitadas pelo diodo de proteção. Nesse caso, a geração de todas as células que não estão sombreadas e estão conectadas em série pode ser dissipada sobre a célula sombreada, que

acaba sobreaquecendo e pode vir a rachar a camada de vidro do módulo, derreter condutores soldados nas células ou até mesmo deixar de funcionar permanentemente (HONSBURG & BOWDEN).

Logo, os telhados cercados por grandes árvores onde se nota sombreamento evidente foram descartados, restando a parte sul do telhado da biblioteca e o telhado da cobertura da quadra de esportes como opção.

Figura 4.2 – Foto aérea com detalhe indicando o telhado sul da biblioteca do CEMTN



Fonte: Foto aérea retirada por drone e fornecida pelo diretor do CEMTN, senhor Adriano Moura Neradil

Figura 4.3 - Foto aérea com detalhe indicando a cobertura da quadra do CEMTN



Fonte: Foto aérea retirada por drone e fornecida pelo diretor do CEMTN, senhor Adriano Moura Neradil

Além da questão do sombreamento, a orientação e inclinação do telhado devem ser critérios levados em conta em sua escolha.

Em instalações localizadas no hemisfério sul a face dos módulos deve estar orientada em direção ao norte verdadeiro (CRESESB, 2014).

Com auxílio do *software Google Earth Pro* é possível identificar onde está o norte geográfico ou norte verdadeiro com relação ao terreno da escola.

Figura 4.4 - Localização do norte geográfico com relação à escola CEMTN



Fonte: Imagem de satélite retirara do Google Earth Pro

Os telhados disponíveis, no entanto, não estão voltados para o norte. Uma face do telhado da quadra está a 73° da direção norte enquanto a outra face está a 107° da direção norte. A face sul do telhado da biblioteca está a 163° da direção norte.

Os telhados também apresentam inclinações distintas. O telhado da quadra apresenta uma inclinação de 24° com relação ao plano horizontal. O telhado da biblioteca tem uma inclinação de aproximadamente 15° .

É recomendado, para que se tenha maior geração de energia ao longo do ano, que o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico seja igual à latitude do local. No entanto pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente de modo que a inclinação do módulo pode estar dentro de 10° em torno da latitude local (CRESESB, 2014).

Assim, o telhado escolhido, para receber o arranjo FV foi o telhado da quadra. Embora

a inclinação do telhado da biblioteca pareça ideal (a latitude local é de $15^{\circ}49'07''$), sua orientação, quase integralmente voltada para a direção sul, acaba resultando em mais perdas de eficiência do que se instalássemos os módulos no telhado da quadra, cujas faces estão orientadas a uma menor distância do norte geográfico (de acordo como os cálculos do PVSyst, a perda de eficiência com relação ao posicionamento ideal de orientação, voltada para o norte geográfico, é de 13,5% para o caso do telhado sul da biblioteca e de 8,3% para as duas faces da cobertura da quadra). A inclinação um pouco maior da cobertura da quadra não chega a ser prejudicial à geração do arranjo, pois está dentro do limite de 10° com relação à latitude local.

Além disso, a área disponível no telhado de cobertura da quadra é maior (607 m^2) do que a área da face sul do telhado da biblioteca (aproximadamente 300 m^2). O telhado da quadra é ainda o mais recente dentre os telhados da escola. Sua estrutura de sustentação é toda metálica e visível (figura 4.5), aparentando ser resistente para receber os módulos.

Outras vantagens são que, estando na cobertura da quadra, a manutenção do arranjo pode ser facilitada, pois não envolve uma área da escola que está sempre ocupada pelos alunos e que a quadra fica ao lado do padrão de entrada de energia elétrica da CEB na escola (figura 4.6), de modo que há poucas perdas de eficiência na parte de conexão AC do sistema. Há ainda uma guarita ao lado da quadra que, caso fique desocupada, pode servir para abrigar os inversores.

Figura 4.5 - Estrutura metálica do telhado de cobertura da quadra



Fonte: Foto retirada pela autora em visita local

Figura 4.6 - Localização do padrão de entrada da CEB e da guarita

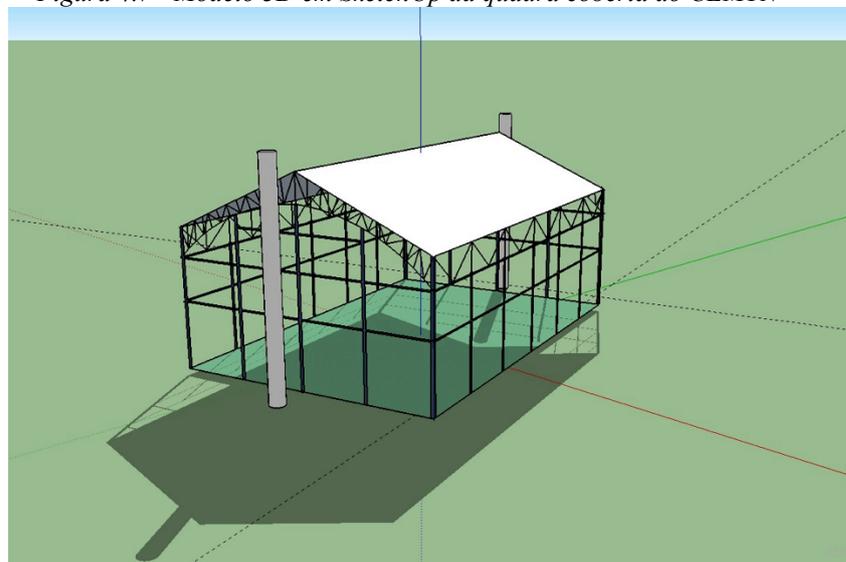


Fonte: Foto aérea retirada por drone e fornecida pelo diretor do CEMTN, senhor Adriano Moura Neradil

4.2.7 Modelagem 3D e Estudo de Sombreamento

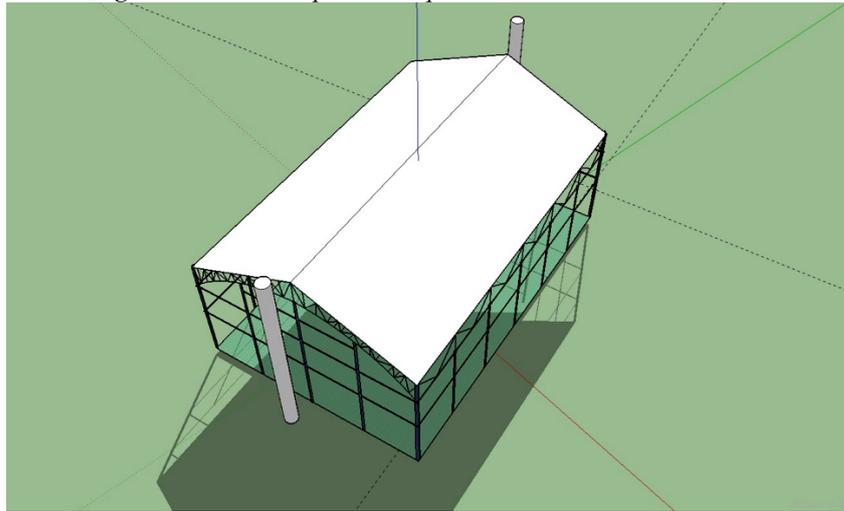
Com auxílio do programa SketchUp e suas extensões é possível criar um modelo 3D para a cobertura da quadra e verificar o sombreamento sobre o telhado, como mostrado nas figuras 4.7 e 4.8.

Figura 4.7 - Modelo 3D em SketchUp da quadra coberta do CEMTN



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp

Figura 4.8 - Vista superior da quadra coberta do CEMTN



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp

O modelo 3D contém a quadra coberta e dois mastros que seguram holofotes e ficam próximos à quadra. Para realizar o estudo de sombreamento utilizou-se a ferramenta *Shadows*. Foi necessário também inserir os dados de geolocalização para o modelo, que foram conseguidos a partir do *software Google Earth Pro*: latitude $15^{\circ}49'07''$ e longitude $48^{\circ}03'57''$.

As sombras sobre o telhado foram analisadas para três horários em dois dias do ano: dia 21 de junho, o solstício de inverno, quando o sol está mais ao norte do globo, ele está mais baixo e a irradiância efetiva está mais próxima de seu mínimo no hemisfério sul (figuras 4.9, 4.10 e 4.11) e dia 21 de dezembro, no solstício de verão, quando o sol está mais ao sul do globo, ele fica mais alto e a irradiância efetiva é mais próxima do seu valor máximo (CRESESB, 2014). Como no solstício de inverno o sombreamento é mais crítico que no solstício de verão, apenas as figuras de simulação de sombreamento para esse dia são mostradas aqui.

Figura 4.9 - Sombreamento no dia 21 de junho às 9h da manhã



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da ferramenta Shadows

Figura 4.10 - Sombreamento no dia 21 de junho à 1h da tarde



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da ferramenta Shadows

Figura 4.11 - Sombreamento no dia 21 de junho às 4h da tarde



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da ferramenta Shadows

Pelo estudo de sombreamento é possível perceber que a única sombra sobre o telhado é a sombra projetada do mastro com holofotes que fica mais próximo ao muro da escola. Essa sombra ocupa uma pequena parte da face leste do telhado a partir das três horas da tarde. Logo, para evitar que esse sombreamento seja prejudicial ao arranjo instalado no local, recomenda-se que o arranjo seja disposto de forma a não ocupar a área que fica sombreada durante parte do dia.

4.2.8 Dimensionamento do Sistema e Estudo da Distribuição de Painéis

Para dimensionar o sistema utilizou-se o programa PVSyst. Dois sistemas foram dimensionados: o primeiro para suprir o consumo médio atual total da escola, que é de 7592,22 kWh/mês e o segundo para suprir o consumo médio total da escola após efetuada a substituição das lâmpadas fluorescentes por lâmpadas de LED, que passou a ser de 4876,76 kWh/mês.

No entanto, os arranjos foram dimensionados de modo a gerar a energia média consumida menos a tarifa mínima referente ao custo de disponibilidade estabelecida pela Aneel, que é de 100 kWh/mês para unidades consumidoras trifásicas atendidas em baixa tensão (ANEEL, 2016). Já que a tarifa mínima deve ser paga independentemente de se gerar a totalidade da energia consumida utilizando o SFV, preferiu-se consumir a energia referente à tarifa mínima fornecida pela própria concessionária.

Dessa forma, o sistema para o caso 1 foi dimensionado para gerar 7492,22 kWh/mês e para o caso 2, o sistema foi dimensionado para gerar 4776,76 kWh/mês.

Os mesmos valores de perdas foram adotados para ambos os sistemas:

- Térmicas: adotou-se $U_c=19W/m^2.K$, uma vez que os painéis serão instalados diretamente sobre o telhado metálico mas ainda sim terão frestas que separam a parte traseira do painel do telhado permitindo um certo nível de circulação de ar;
- Ôhmicas: utilizou-se o valor padrão de 1,5% sugerido pelo PVSyst;
- Qualidade do módulo: adotou-se o valor padrão de 0,5% sugerido pelo PVSyst;
- Degradação pela Luz: adotou-se o valor padrão de 2% sugerido pelo PVSyst;
- Incompatibilidade: utilizou-se o valor padrão sugerido de 2% pelo PVSyst;
- Acúmulo de sujeira: apesar do local em que o sistema será instalado ser um local de clima seco durante boa parte do ano, o valor adotado para as perdas por acúmulo de sujeira foi de 5%. A proposta que se faz para justificar tal escolha é recomendar a limpeza mais frequente dos módulos;

A eficiência dos inversores foi computada com base no inversor escolhido no dimensionamento.

Os equipamentos escolhidos para compor o sistema: placas e inversores foram os mesmos para os dois casos. Eles foram escolhidos de maneira a se encontrar a melhor forma para os arranjos, de modo que a potência do arranjo fosse compatível com a potência dos inversores e também de forma a adequar os parâmetros de saída dos módulos, como corrente nominal, corrente de curto circuito, tensão nominal e tensão de circuito aberto. Destaca-se ainda que os inversores escolhidos devem ser do tipo *grid-tie* já que o sistema será conectado diretamente à rede. A seção de *Project Design* do PVSyst já ajusta os parâmetros do arranjo com os do inversor selecionado automaticamente, avisando caso exista alguma incompatibilidade.

A disponibilidade dos equipamentos no mercado foi um outro fator levado em consideração na escolha dos painéis e inversores, ou seja, foi dada prioridade a equipamentos mais facilmente encontrados em lojas fornecedoras.

Desse modo, os painéis escolhidos foram os módulos policristalinos de 265W da *Canadian Solar* e os inversores são do modelo *Fronius Primo 8.2-1* com duas entradas de MPPT de 8.2 kW da *Fronius* (especificações técnicas encontram-se no Anexo X).

Os equipamentos foram escolhidos como uma sugestão e para fins de simulação no programa PVSyst. No entanto, existem outros equipamentos cujas especificações se encaixam nos arranjos dimensionados e que podem ser utilizados no projeto.

4.2.9 Dimensionamento do Sistema para o Caso 1

O sistema do caso 1 é um sistema maior, dimensionado para gerar 89,907 MWh/ano. Pelo *design* preliminar do PVSyst, o sistema ocuparia cerca de 390 m², de modo que não é possível posicionar todos os módulos em uma só face do telhado.

Embora a face leste do telhado (orientação de 73°) seja melhor orientada do ponto de vista da eficiência do arranjo, dimensiona-se o sistema de modo que ele fique igualmente dividido entre as duas faces do telhado por questões de sombreamento. Logo, metade do sistema terá seus módulos orientados à 73° com relação à direção norte e a outra metade terá orientação de 107°. Todos os módulos terão inclinação fixa de 24°. Os resultados do dimensionamento são resumidos na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Resumo das especificações dos arranjos dos dois telhados para o caso 1

Caso 1: telhado 1 - Orientação: 73°		Caso 1: telhado 2 - Orientação: 107°	
Inclinação: 24°		Inclinação: 24°	
Potência nominal dos módulos (W)	265	Potência nominal dos módulos (W)	265
Voc módulo (V)	37,70	Voc módulo (V)	37,70
Vmp módulo (V)	30,60	Vmp módulo (V)	30,60
Isc módulo (A)	9,23	Isc módulo (A)	9,23
Quantidade de módulos	120	Quantidade de módulos	120
Quantidade de módulos série (string)	20	Quantidade de módulos série (string)	20
Número de Strings	6	Número de Strings	6
Voc max (V)	789,06	Voc max (V)	789,06
Vmp min (V)	545,60	Vmp min (V)	545,60
Vmp max (V)	640,46	Vmp max (V)	640,46
Potência nominal do arranjo (kWp)	31,80	Potência nominal do arranjo (kWp)	31,80
Área ocupada	193	Área ocupada	193

(m2)		(m2)	
Potência nominal dos inversores (kW)	8,20	Potência nominal dos inversores (kW)	8,20
Quantidade de inversores	3	Quantidade de inversores	3
Faixa de tensão MPPT (V)	270-800	Faixa de tensão MPPT (V)	270-800
Tensão de entrada máxima (V)	1000	Tensão de entrada máxima (V)	1000
Corrente máxima de entrada (A)	27A	Corrente máxima de entrada (A)	27A
Geração Anual do arranjo (MWh)	46,613	Geração Anual do arranjo (MWh)	43,803
Geração Anual dos arranjo injetada na rede (MWh)		90,416	

O sistema projetado, portanto, será capaz de gerar, no primeiro ano, 90,416 MWh, o suficiente para suprir a carga total da escola descontando-se os 100kWh mensais que correspondem à taxa mínima e que serão fornecidos pela concessionária.

A modelagem 3D nos permite ter uma noção de como os painéis ficariam dispostos sobre os telhados, como mostrado nas figuras 4.12 e 4.13.

Figura 4.12 - Vista superior do telhado com o sistema de 63,6 kWp



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da extensão Skelion

Utilizando a ferramenta *Shadows* é possível rever o sombreamento para o dia 21 de junho às 4h da tarde, quando ele é mais crítico, e constatar que o modo como os módulos

foram distribuídos evita a área sombreada. Nesse arranjo os 20 módulos de cada *string* dispostos na posição vertical e assim as fileiras ficam 4,7m distantes de cada borda lateral da face do telhado.

Figura 4.13 - Telhado com o sistema de 63,6 kWp no dia 21 de junho às 4h da tarde



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da extensão Skelion

4.2.10 Dimensionamento do Sistema para o Caso 2

Após a eficiência, o SFV deve ser dimensionado para gerar 57,321 MWh/ano. Portanto, o arranjo resultante seria menor e caberia inteiramente na face leste do telhado, ocupando cerca de 244 m², de acordo com o design preliminar do PVSyst. No entanto, para evitar que parte dos módulos fiquem localizados na área sombreada, decidiu-se dividir esse arranjo entre as duas faces do telhado da quadra.

A maior parte do arranjo foi projetada para a orientação de 73° com relação ao norte, e o restante dos painéis seriam instalados à orientação de 107°. Todos os painéis teriam inclinação fixa de 74°. Os resultados do dimensionamento são resumidos na tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Resumo das especificações dos arranjos dos dois telhados para o caso 2

Caso 2 - telhado 1 Orientação: 73°		Caso 2 - telhado 2 Orientação: 107°	
Inclinação: 24°		Inclinação: 24°	
Potência nominal dos módulos (W)	265	Potência nominal dos módulos (W)	265
Voc módulo (V)	37,70	Voc módulo (V)	37,70

Vmp módulo (V)	30,60	Vmp módulo (V)	30,60
Isc módulo (A)	9,23	Isc módulo (A)	9,23
Quantidade de módulos	114	Quantidade de módulos	38
Quantidade de módulos série (string)	19	Quantidade de módulos série (string)	19
Número de Strings	6	Número de Strings	2
Voc max (V)	749,61	Voc max (V)	749,61
Vmp min (V)	518,32	Vmp min (V)	518,32
Vmp max (V)	608,44	Vmp max (V)	608,44
Potência nominal do arranjo (kWp)	30,21	Potência nominal do arranjo (kWp)	10,07
Área ocupada (m2)	183	Área ocupada (m2)	61,1
Potência nominal dos inversores (kW)	8,20	Potência nominal dos inversores (kW)	8,20
Quantidade de inversores	3	Quantidade de inversores	1
Faixa de tensão MPPT (V)	270-800	Faixa de tensão MPPT (V)	270-800
Tensão de entrada máxima (V)	1000	Tensão de entrada máxima (V)	1000
Corrente máxima de entrada (A)	27A	Corrente máxima de entrada (A)	27A
Geração Anual do arranjo (MWh)	44,242	Geração Anual do arranjo (MWh)	13,953
Geração Anual dos arranjo injetada na rede (MWh)		58,195	

O sistema projetado para o Caso 2 portanto, seria capaz de gerar 58,195 MWh/ano, durante o primeiro ano de geração, sendo capaz de alimentar a nova carga da escola descontando-se os 100 kWh mensais, referentes à tarifa mínima, que seriam fornecidos pela concessionária. Com auxílio da extensão *Skelion*, podemos visualizar como o arranjo ficaria disposto sobre a cobertura da quadra no Caso 2 (figura 4.14).

Figura 4.14 - Vista superior do telhado com o sistema de 40,28 kWp



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da extensão Skelion

Revê-se novamente, na figura 4.15, o sombreamento no dia 21 de junho às 4h da tarde para o caso 2 e verifica-se que os módulos ficam livres de sombras. Nesse arranjo os 19 módulos de cada *string* também são dispostos na posição vertical e cada fileira de módulos fica a 5,19m de distância das bordas laterais dos telhados.

Figura 4.15 - Telhado com o sistema de 40,28 kWp no dia 21 de junho às 4h da tarde



Fonte: Imagem produzida com o auxílio do programa SketchUp e da extensão Skelion

4.2.11 Projeto Elétrico

O projeto elétrico, contendo as seções dos cabos de interconexão e a especificação da proteção dos cabos, foi elaborado de acordo com as normas para instalações elétricas em baixa tensão da ABNT, a NBR 5410.

Para ambos os casos a seção dos cabos e a corrente nominal dos dispositivos de proteção até a saída dos inversores serão as mesmas. Como os módulos já vem de fábrica com um cabo de 4mm^2 embutido e esse cabo tem capacidade de condução de corrente de 32A, superior a corrente de curto-circuito dos módulos, além de permitir uma queda de tensão inferior a 1%, escolheu-se essa seção para os cabos de conexão das strings às entradas de MPPT dos inversores. Como cada *string* será conectada a uma entrada MPPT dos inversores, não haverá associação em paralelo de *strings*. As demais seções de cabos e especificações de proteção foram calculadas de modo coerente com as normas, respeitando-se os limites das perdas.

A seguir, são apresentados os diagramas de interconexão dos módulos com os inversores e dos inversores com a rede. Para o caso 1, em que temos dois arranjos iguais em cada face do telhado, apresenta-se apenas um diagrama unifilar de conexão dos módulos aos inversores referente a uma das faces do telhado. Para o caso 2, como os arranjos em cada face do telhado são diferentes, apresenta-se dois diagramas de interconexão das placas com os inversores.

Figura 4.16 - Diagrama Unifilar de interconexão dos módulos com os inversores para uma face do telhado no Caso 1

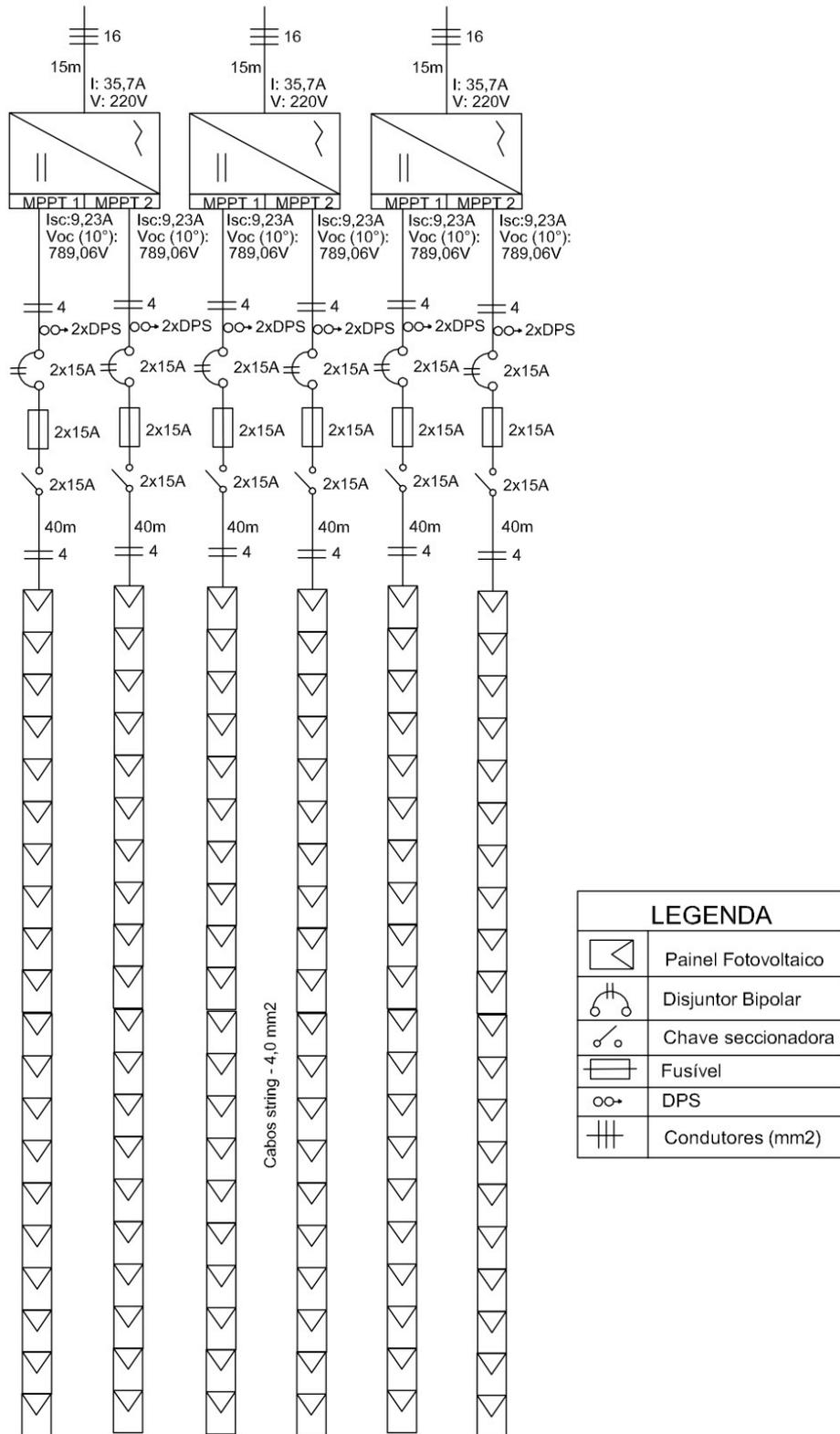
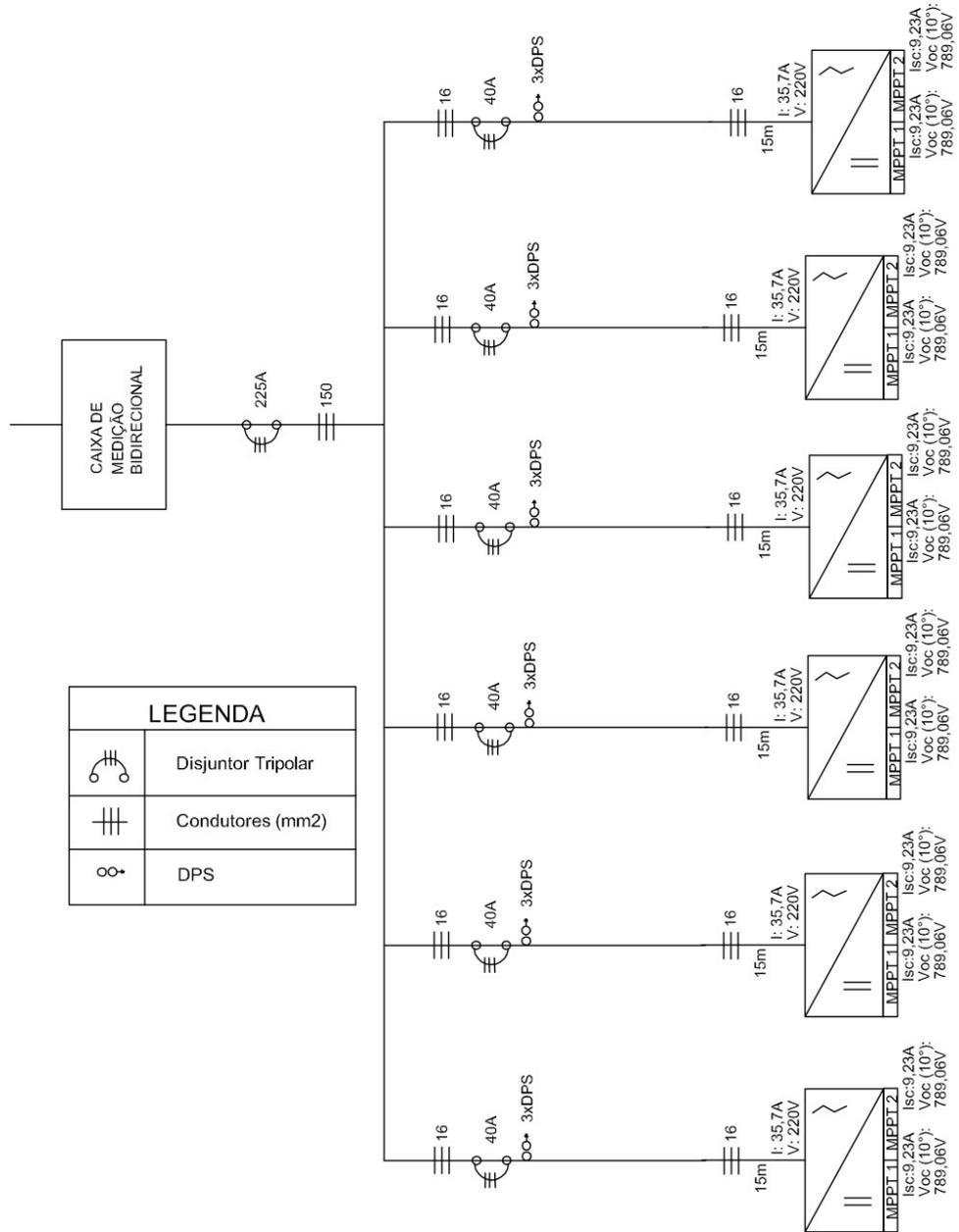
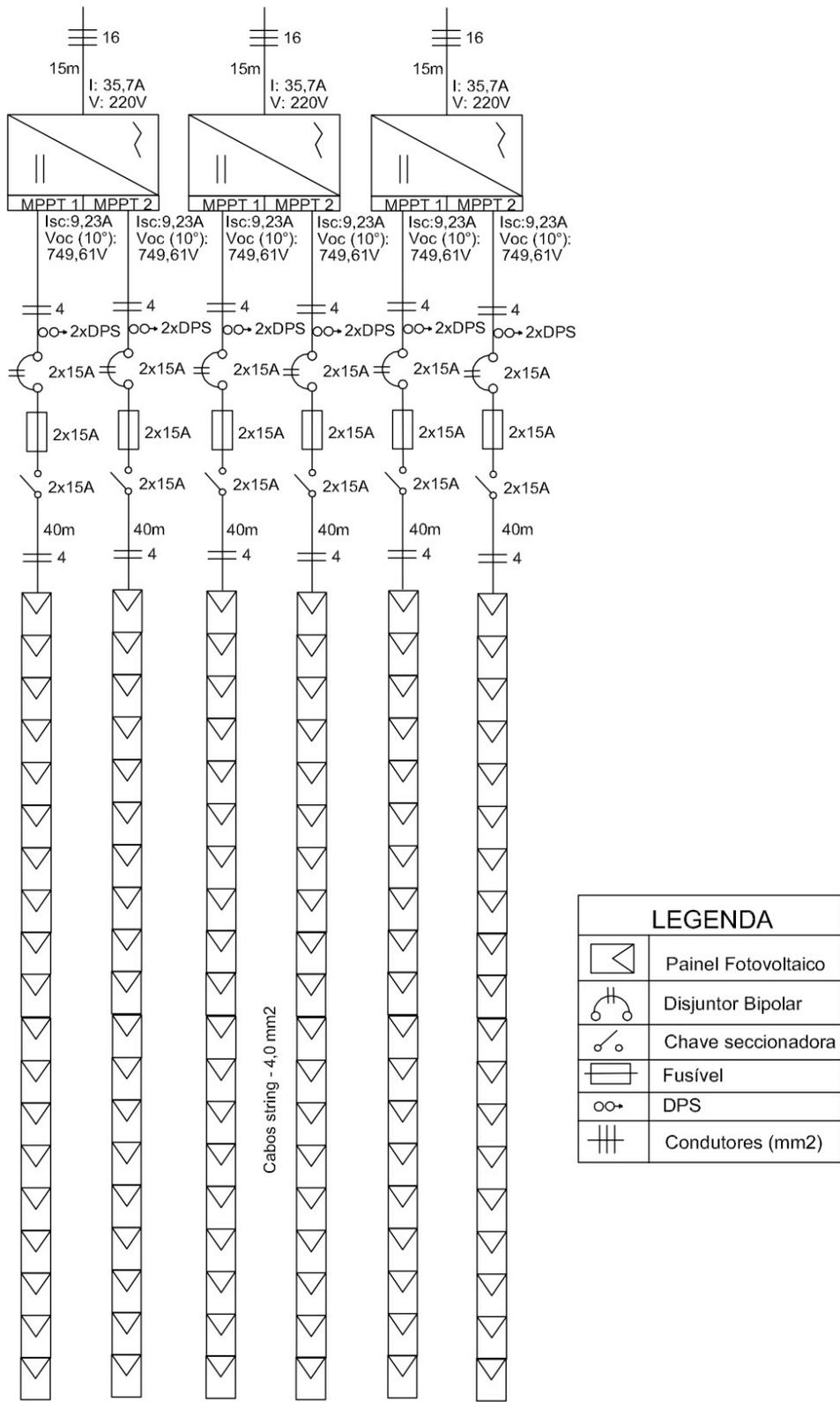


Figura 4.17 - Diagrama Unifilar de interconexão dos inversores com a rede para o Caso 1



LEGENDA	
	Disjuntor Tripolar
	Condutores (mm2)
	DPS

Figura 4.18 - Diagrama Unifilar de interconexão dos módulos com os inversores para a face leste do telhado no Caso 2



LEGENDA	
	Panel Fotovoltaico
	Disjuntor Bipolar
	Chave seccionadora
	Fusível
	DPS
	Condutores (mm2)

Figura 4.19 - Diagrama Unifilar de interconexão dos módulos com os inversores para a face oeste do telhado no Caso 2

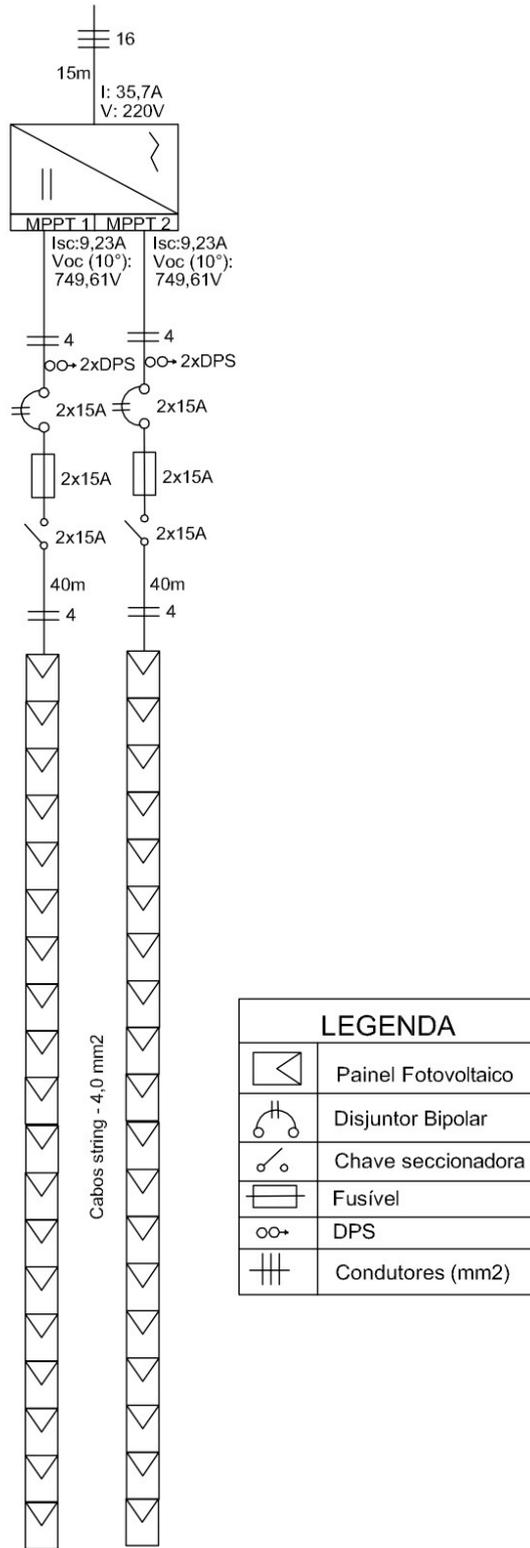
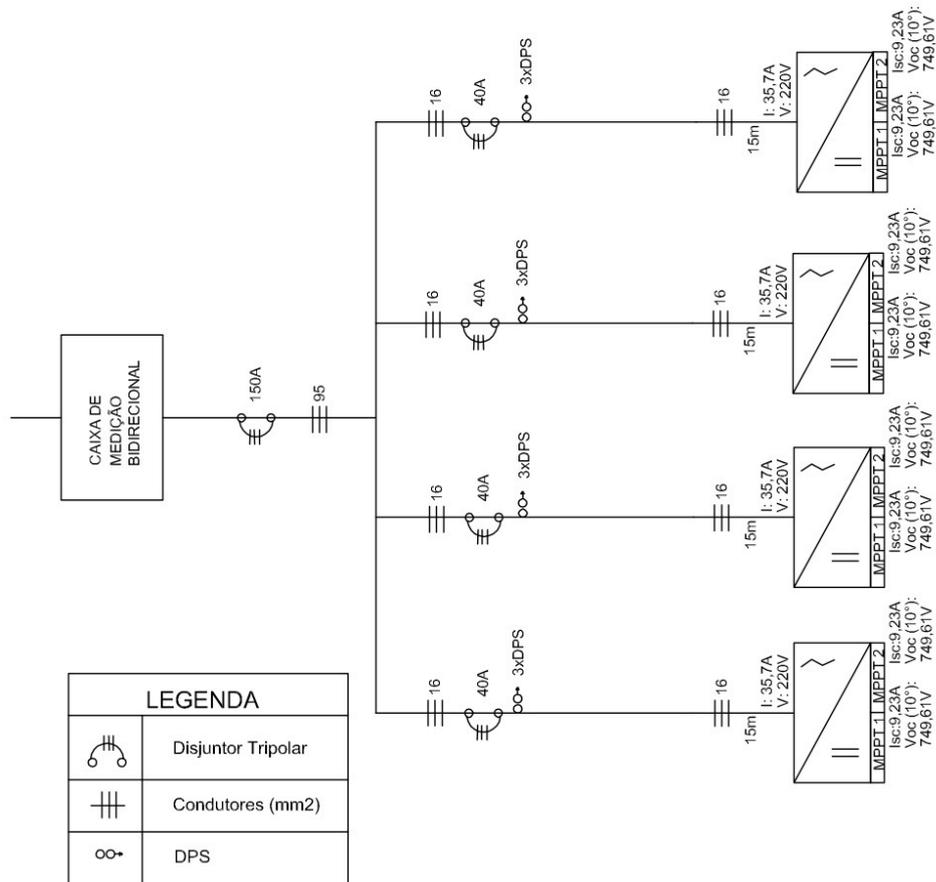


Figura 4.20 - Diagrama Unifilar de interconexão dos inversores com a rede para o Caso 2



4.3 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA

4.3.1 Levantamento dos preços dos equipamentos dos SFVs e custo de instalação

Como mencionado na seção 3.1.3.1, o levantamento do custo inicial para os equipamentos do SFV teve como base uma pesquisa de mercado realizada com diversos fornecedores, nacionais e internacionais (tabela 4.10). Buscou-se por equipamentos de características equivalentes entre si e adequadas às especificações obtidas no dimensionamento do sistema. Um outro referencial foi o estudo do Instituto Ideal sobre a composição do custo total de um SFV, utilizado para estimar os custos com os cabos, projeto e a instalação (INSTITUTO IDEAL, 2015).

Tabela 4.10 - Orçamento em diversos fornecedores para equipamentos de um SFV

Equipamento	Fabricante	Fonte	Preço	Cotação		Média de preço	Composição Instituto Ideal
				do Dólar (28/9/2016)	Preço Final (R\$)		
Módulo FV (265W)	Canadian	NeoSolar Energia	R\$ 899,00	-	R\$ 899,00	R\$ 981,80	43%
	Canadian	Minha Casa Solar	R\$ 850,00	-	R\$ 850,00		
	Globo	EnergyShop	R\$ 1.196,40	-	R\$ 1.196,40		
	Canadian	GoGreen Solar	\$ 322,75	R\$3.22	R\$ 1.039,26	R\$ 927,09	
	UPSolar	SolarPanel Store	\$ 291,00	R\$3.22	R\$ 937,02		
	Kyocera	Altestore	\$ 250,00	R\$3.22	R\$ 805,00		
Inversor (8,2kW)	Fronius	NeoSolar Energia	R\$ 14190,00	-	R\$ 14.190,00	R\$ 12.445,33	24%
	Fronius	Americanas.com	R\$ 12,252,00	-	R\$ 12.252,00		
	Fronius	MercadoLivre	R\$ 10894,00	-	R\$ 10.894,00		
	Fronius	Altestore	\$ 2495,00	R\$3.22	R\$ 8.033,90	R\$ 9.293,38	
	Fronius	SolarPanel Store	\$ 2913,43	R\$3.22	R\$ 9.381,24		
	SMA	GoGreen Solar	\$ 3250,00	R\$3.22	R\$ 10.465,00		
Kit de montagem para telhado metálico para 4 painéis solares	Thesan	NeoSolar Energia	R\$ 839,00	-	R\$ 839,00	R\$ 839,00	17%
String Box Fusível de 15A (1 string)	ABB	Minha Casa Solar	R\$ 1690,00	-	R\$ 1.690,00	R\$ 1.640,00	
	PHB	Minha Casa Solar	R\$ 1590,00	-	R\$ 1.590,00		
Cabos	-	-	-	-	-	-	
Projeto e Instalação	-	-	-	-	-	-	16%
						Total	100%

Os dados resumidos em tabela mostram que não há diferença expressiva entre o preço médio dos equipamentos fornecidos por empresas brasileiras comparados a equipamentos importados. Atenta-se, inclusive, para o fato de o preço dos equipamentos de fornecedores estrangeiros não incluir os custos com frete e com os impostos sobre a importação, além de ser muito condicionado à variação da taxa cambial.

Decidiu-se, portanto, utilizar a média de preço dos produtos adquiridos em lojas nacionais para se estimar o custo inicial do projeto.

4.3.2 Levantamento dos preços das lâmpadas de LED e custo de instalação

A estimativa do custo com a aquisição e trocas das lâmpadas da escola se deu de forma análoga à do custo inicial do SFV, através de pesquisa de mercado com fornecedores. Para esse caso, no entanto, o orçamento baseou-se apenas nas informações de fornecedores nacionais.

Tabela 4.11 - Orçamento em diversos fornecedores para lâmpadas de LED

Equipamento	Fabricante	Fonte	Preço	Média
Lâmpada Tubular de LED de 18W	AVANT	SolarLED	R\$ 35,99	R\$ 49,46
	Golden	SolarLED	R\$ 58,99	
	Kian	LeroyMerlin	R\$ 42,90	
	Golden	LeroyMerlin	\$ 56,90	
	Oletech	Extra	\$ 45,00	
	Philips	Wallmart	\$ 56,99	
Lâmpada Compacta de LED de 12W	Golden	SolarLED	R\$ 29,99	R\$ 33,52
	Golden	LeroyMerlin	R\$ 28,90	
	Lexman	LeroyMerlin	R\$ 40,90	
	Golden	C&C	\$ 29,90	
	Ourolux	Americanas	\$ 37,90	
Mão de Obra de substituição de cada lâmpada	-	Begnomar	R\$ 35,00	R\$36,67
	-	IDET	R\$ 40,00	
	-	TxElétrica	R\$ 35,00	

4.3.3 Levantamento do Investimento Inicial

A partir dos orçamentos é possível calcular o custo inicial de implementação dos projetos para os casos 1 e 2. Lembrando que o investimento inicial para o Caso 1 inclui apenas os custos de aquisição e instalação do SFV de 63,6 kWp projetado (tabela 4.12), enquanto que o investimento inicial para o Caso 2 inclui, além dos custos iniciais com o SFV de 40,28 kWp (tabela 4.13), a aquisição e instalação das lâmpadas de LED (tabela 4.14).

Tabela 4.12 - Detalhamento do custo inicial para o SFV do caso 1

Caso 1 - SFV de 63,6kWp		
Equipamento	Quantidade	Preço Total
Módulo FV	240	R\$ 235.632,00
Inversor	6	R\$ 74.672,00
Montagem	60	R\$ 50.340,00
String Box	12	R\$ 19.680,00
Cabos	-	R\$ 8.713,85
Projeto e Instalação	-	R\$ 74.102,45
Custo Total		R\$ 463.140,30
Custo Unitário (R\$/Wp)		R\$ 7,28

Tabela 4.13 - Detalhamento do custo inicial para o SFV do caso 2

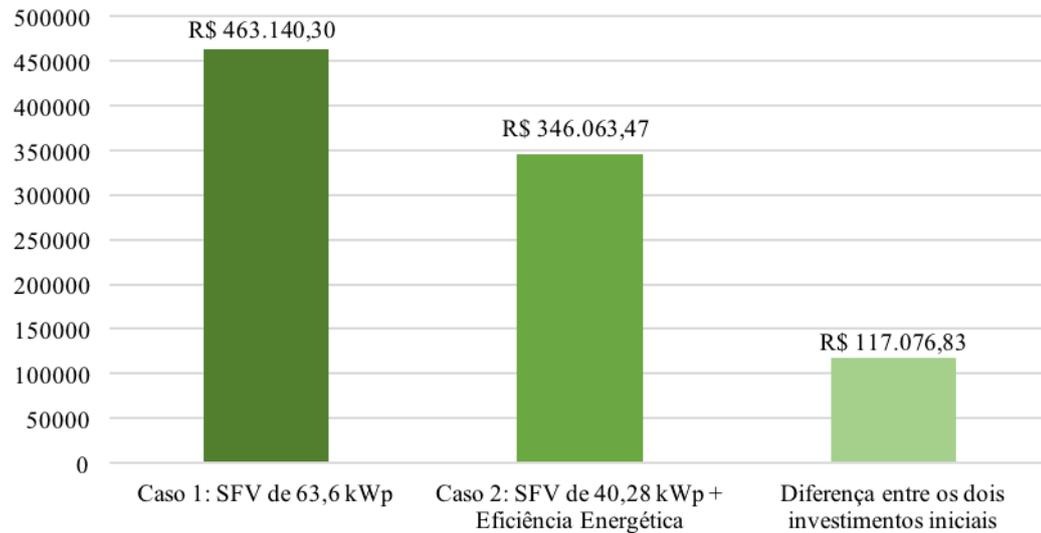
Caso 2 – SFV de 40,28kWp		
Equipamento	Quantidade	Preço Total
Módulo FV	152	R\$ 149.233,60
Inversor	4	R\$ 49.781,33
Montagem	38	R\$ 31.882,00
String Box	8	R\$ 13.120,00
Cabos	-	R\$ 5.494,33
Projeto e Instalação	-	R\$ 47.525,95
Total		R\$ 297.037,21
Custo Unitário (R\$/Wp)		R\$ 7,37

Tabela 4.14 – Investimento inicial para substituição das lâmpadas do CEMTN por LED

Caso 2 - Substituição das lâmpadas do CEMTN por LED		
Equipamento	Quantidade	Preço Total
Lâmpada Tubular LED de 18W	557	R\$ 27.550,15
Lâmpada Compacta LED de 12W	15	R\$ 502,77
Mão de Obra	572	R\$ 20.973,33
Total		R\$ 49.026,25

O investimento inicial total para o caso 2 é, portanto, de R\$ 346.063,47. Embora o Caso 2 inclua dois projetos, o de geração solar FV e o de efficientização da iluminação, seu custo inicial é inferior em R\$ 117.076,83 com relação ao Caso 1, como destacado no gráfico 4.4.

Gráfico 4.4 - Comparativo dos custos de investimento inicial para os casos 1 e 2



4.3.4 Elaboração do Fluxo de Caixa

Nessa seção, são propostos fluxos de caixa para os dois casos estudados. Para elaborá-los é preciso definir os parâmetros que serão levados em consideração bem como algumas hipóteses.

Como explicitado no tópico 3.1.3.4, o tempo do fluxo de caixa coincidirá com a vida útil dos módulos solares, que é de 25 anos. O valor residual do projeto é considerado nulo para fins desse estudo e considera-se também que os valores de investimento inicial especificados no item 4.3.3 serão desembolsados de uma só vez.

Painéis solares têm seu desempenho degradado ao longo do tempo e costumam ter garantia de seu funcionamento por 25 anos para eficiências acima de 80% (CRESESB, 2014). Assumindo-se um percentual de queda de eficiência constante ao longo dos anos, tem-se que a degradação percentual anual da produção do arranjo é de 0,89%.

Os custos de operação e manutenção do sistema, que envolvem os itens abordados na seção 3.1.3.4, foram estimados, anualmente, em 1% do valor total do investimento inicial no SFV para cada caso (NAKABAYASHI, 2014).

As receitas do fluxo de caixa correspondem à economia que se tem ao compensar a conta de energia. Para calcular as receitas, deve-se considerar se há expectativa de variação da tarifa de energia para o período analisado. Para isso, o reajuste tarifário anual promovido pela concessionária de energia e regulamentado pela ANEEL (CEB) deve ser analisado. A tabela 4.15 apresenta o registro de reajuste tarifário dos últimos 12 anos.

Tabela 4.15 - Histórico de reajuste tarifário anual da CEB dos últimos 12 anos

Ano	Reajuste Tarifário
2016	3,42%
2015	18,66%
2014	17,12%
2013	7,64%
2012	2,78%
2011	8,15%
2010	10,79%
2009	9,52%
2008	-7,30%
2007	-3,22%
2006	-1,59%
2005	1,23%
2004	2,44%
Reajuste médio anual	5,11%

Fonte: CEB - Tudo sobre a conta de luz – Disponível em: <http://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/370-tudo-sobre-a-conta-de-luz> Acesso em: 4 de outubro de 2016.

O reajuste serve para manter o equilíbrio financeiro da distribuidora de energia. Ele leva em consideração os custos que não estão sobre o controle da gestão da empresa, como a compra de energia, e os custos gerenciáveis pela empresa, como os custos de operação de manutenção da rede de distribuição. No reajuste, uma parcela da tarifa de energia é atualizada pela inflação medida pelo IGP-M (CEB).

Como o fluxo de caixa desse estudo não leva em conta a taxa de inflação na correção dos custos de O&M e compra de inversores, é preciso calcular o reajuste tarifário real, ou seja, tirando dele a taxa de inflação embutida.

De posse do registro de reajuste tarifário anual e das séries históricas dos índices de IPCA (tabela 4.16) e IGP-M (tabela 4.17), é possível analisar a evolução desses dois índices comparativamente com o reajuste tarifário, como mostra o gráfico 4.5.

Tabela 4.16 - Série histórica do IPCA dos últimos 12 anos

Ano	IPCA
2016	8,48%
2015	10,67%
2014	6,41%
2013	5,91%
2012	5,84%
2011	6,50%
2010	5,91%
2009	4,31%
2008	5,90%
2007	4,46%
2006	3,14%
2005	5,69%
2004	7,60%
Média	6,20%

Fonte: IBGE – Série histórica do IPCA – Disponível em:

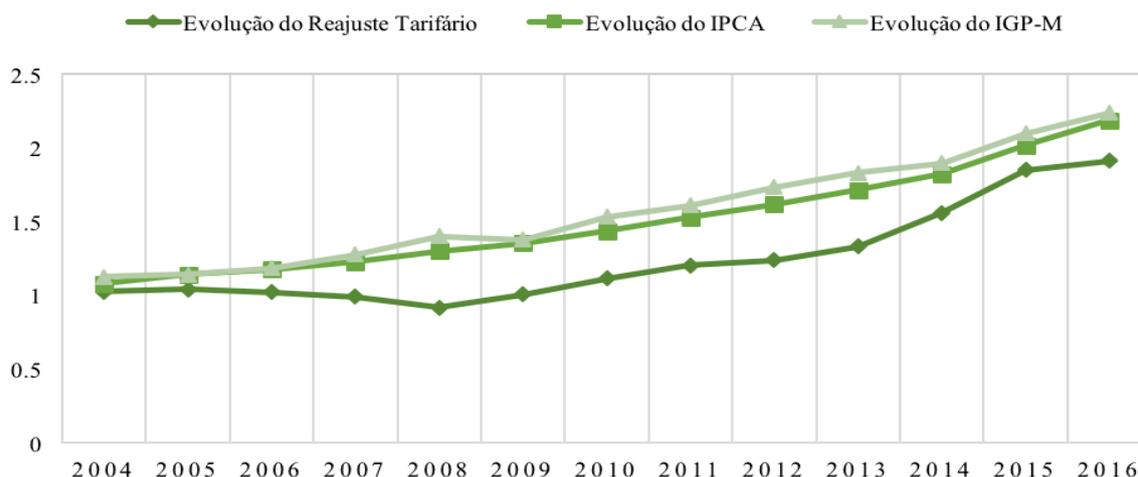
http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm Acesso em: 4 de outubro de 2016.

Tabela 4.17 - Série Histórica do IGP-M dos últimos 12 anos

Ano	IGP-M
2016	6,64%
2015	10,54%
2014	3,67%
2013	5,52%
2012	7,81%
2011	5,09%
2010	11,32%
2009	-1,71%
2008	9,80%
2007	7,74%
2006	3,84%
2005	1,20%
2004	12,42%
Média	6,37%

Fonte: FGV- Disponível em: <http://www.portalbrasil.net/igpm.htm> Acesso em: 4 de outubro de 2016.

Gráfico 4.5 - Evolução comparativa do reajuste tarifário, IPCA e IGP-M



Analisando a evolução comparativa dos três percentuais, percebe-se que o reajuste tarifário anual nunca superou o IPCA, que normalmente é o índice que se utiliza para medir a inflação, ou o IGP-M. Tal conclusão leva a adotar o reajuste tarifário anual como sendo nulo no fluxo de caixa dos casos 1 e 2, ou seja, considera-se que a tarifa de energia é de valor constante ao longo dos 25 anos.

A escola CEMTN está enquadrada no grupo B3, correspondente a poder público atendido em baixa tensão. Logo ela apenas paga pela energia consumida sem haver contratação de demanda. Assim, a economia anual corresponde apenas à quantidade de energia que estaria sendo comprada da concessionária caso não existisse geração do SFV multiplicada pelo valor da tarifa de energia correspondente ao seu grupo tarifário.

O valor da tarifa para o grupo B3 utilizado no fluxo de caixa foi calculado como a média aritmética dos valores de tarifa aplicados ao longo de alguns meses desse ano. Tais valores são provenientes das contas de energia obtidas da escola e do valor da tarifa para o mês de outubro (CEB):

Tabela 4.18 – Tarifa de energia para o grupo B3 da CEB

Mês	Valor da Tarifa (R\$)
Janeiro	0,69188
Fevereiro	0,68194
Março	0,65293
Maio	0,639
Outubro	0,6198694
Média	0,65712388

A partir de 2015, as contas de energia passaram a contar com o sistema de bandeiras tarifárias (ANEEL). Para esse cenário de análise, considerou-se, de forma conservadora, o uso da bandeira verde, ou seja, nenhum valor excedente seria cobrado na conta de energia.

Por fim, o último parâmetro utilizado refere-se à taxa mínima de atratividade. A TMA escolhida para a análise foi a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) que reflete a taxa média de retorno para investimentos em infraestrutura no país, estipulada pelo BNDES. Ela é calculada trimestralmente com base na inflação e no prêmio de risco e expressa em percentual ao ano. Adota-se, finalmente, o valor da TJLP calculado para o último trimestre, de julho a setembro, que é de 7,5% (BNDES).

A partir desses dados, é possível montar o fluxo de caixa para os dois casos, ao longo de 25 anos.

4.3.5 Fluxo de Caixa para o Caso 1

As tabelas seguintes trazem os parâmetros e valores utilizados no fluxo de caixa para o SFV de 63,6 kWp.

Tabela 4.19 - Resumo dos parâmetros utilizados no fluxo de caixa do SFV 63,6kWp

Caso 1 - SFV de 63,6 kWp	
Consumo anual do CEMTN (kWh/ano)	91.106,67
Consumo anual sem a tarifa mínima (kWh/ano)	89.906,67
Geração do Arranjo no ano 1 (kWh)	90.416,00
Tarifa média para o ano de 2016 (R\$/kWh)	R\$0,66
Economia devido à geração pelo SFV no ano 1(R\$)	R\$ 59.079,82
Investimento inicial (R\$)	R\$ 463.140,30
Custo anual de operação e manutenção (R\$)	R\$ 4.631,40
Custo da troca dos inversores no ano 13 (R\$)	R\$ 74.672,00
Reajuste tarifário anual	0%
Queda anual da eficiência dos painéis	0,89%
TMA (Taxa de Juros de Longo Prazo)	7,50%
Tempo de Vida do Projeto (em anos)	25
Valor Residual	0

Tabela 4.20 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 1

Ano	0	1	2	3	4	5	6
Investimento Inicial (R\$)	-463.140,30						
Economia Anual (R\$)		59.079,82	58.886,55	58.363,29	57.844,67	57.330,66	56.821,22
Custos de O&M (R\$)		-4.631,40	-4.631,40	-4.631,40	-4.631,40	-4.631,40	-4.631,40
Troca de Inversor (R\$)							
Fluxo de caixa (R\$)	-463.140,30	54.448,41	54.255,15	53.731,88	53.213,27	52.699,26	52.189,81
VPL (R\$)	-463.140,30	50.649,69	46.948,75	43.252,05	39.846,12	36.708,12	33.816,99
VPL Acumulado (R\$)	-463.140,30	-412.490,61	-365.541,86	-322.289,81	-282.443,69	-245.735,57	-211.918,58

Tabela 4.21 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 2

Ano	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial (R\$)						
Economia Anual (R\$)	56,316.30	55,815.87	55,319.89	54,828.32	54,341.11	53,858.24
Custos de O&M (R\$)	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40
Troca de Inversor (R\$)						
Fluxo de caixa (R\$)	51,684.90	51,184.47	50,688.49	50,196.92	49,709.71	49,226.83
VPL (R\$)	31,153.33	28,699.25	26,438.28	24,355.24	22,436.14	20,668.09
VPL Acumulado (R\$)	-180,765.25	-152,066.00	-125,627.72	-101,272.48	-78,836.34	-58,168.25

Tabela 4.22 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 3

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial (R\$)							
Economia Anual (R\$)	53,379.65	52,905.32	52,435.20	51,969.26	51,507.46	51,049.76	50,596.13
Custos de O&M (R\$)	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40
Troca de Inversor (R\$)	-74,672.00						
Fluxo de caixa (R\$)	-25,923.75	48,273.92	47,803.80	47,337.86	46,876.06	46,418.36	45,964.73

VPL (R\$)	-10,124.83	17,538.56	16,156.06	14,882.41	13,709.04	12,628.08	11,632.25
VPL Acumulado (R\$)	-68,293.09	-50,754.52	-34,598.46	-19,716.06	-6,007.01	6,621.07	18,253.32

Tabela 4.23 - Fluxo de caixa para o SFV de 63,6kWp parte 4

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial (R\$)						
Economia Anual (R\$)	50,146.54	49,700.93	49,259.29	48,821.57	48,387.74	47,957.76
Custos de O&M (R\$)	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40	-4,631.40
Troca de Inversor (R\$)						
Fluxo de caixa (R\$)	45,515.13	45,069.53	44,627.88	44,190.17	43,756.34	43,326.36
VPL (R\$)	10,714.86	9,869.73	9,091.18	8,373.96	7,713.26	7,104.62
VPL Acumulado (R\$)	28,968.19	38,837.92	47,929.09	56,303.05	64,016.31	71,120.93

4.3.6 Fluxo de Caixa para o Caso 2

As tabelas seguintes trazem os parâmetros e valores utilizados no fluxo de caixa para o SFV de 40,28 kWp.

Tabela 4.24 - Resumo dos parâmetros utilizados no fluxo de caixa do SFV de 40,28kWp

Caso 2 - SFV de 40,28 kWp	
Consumo anual anterior do CEMTN (kWh/ano)	91.106,67
Consumo anual do CEMTN após a troca de lâmpadas (kWh/ano)	58.521,16
Consumo anual sem a tarifa mínima (kWh/ano)	57.321,16
Geração do Arranjo no ano 1 (kWh)	58.195,00
Tarifa média para o ano de 2016 (R\$/kWh)	R\$0,66
Economia devido à troca de lâmpadas no ano 1 (R\$)	R\$21.412,71
Economia devido à geração pelo SFV no	R\$37.667,11

ano 1 (R\$)	
Economia total no ano 1 (R\$)	R\$59.079,82
Investimento inicial (R\$)	R\$346.063,47
Custo anual de operação e manutenção (R\$)	R\$2.970,37
Custo da troca dos inversores no ano 13 (R\$)	R\$49.781,33
Reajuste tarifário anual	0%
Queda anual da eficiência dos painéis	0,89%
TMA (Taxa de Juros de Longo Prazo)	7,50%
Tempo de Vida do Projeto (em anos)	25
Valor Residual	0

Tabela 4.25 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 1

Ano	0	1	2	3	4	5	6
Investimento Inicial (R\$)	-346.063,47						
Economia Anual (R\$)		59.079,82	59.079,82	58.977,43	58.643,63	58.312,79	57.984,90
Custos de O&M (R\$)		-2.970,37	-2.970,37	-2.970,37	-2.970,37	-2.970,37	-2.970,37
Troca de Inversor (R\$)							
Fluxo de caixa (R\$)	-346.063,47	56.109,45	56.109,45	56.007,06	55.673,26	55.342,42	55.014,53
VPL (R\$)	-346.063,47	52.194,83	48.553,33	45.083,47	41.688,16	38.549,24	35.647,30
VPL Acumulado (R\$)	-346.063,47	-293.868,63	-245.315,30	-200.231,83	-158.543,66	-119.994,42	-84.347,13

Tabela 4.26 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 2

Ano	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial (R\$)						
Economia Anual (R\$)	57,659.92	57,337.82	57,018.59	56,702.20	56,388.61	56,077.82
Custos de O&M (R\$)	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37
Troca de Inversor (R\$)						
Fluxo de caixa (R\$)	54,689.54	54,367.45	54,048.22	53,731.82	53,418.24	53,107.44

VPL (R\$)	32,964.39	30,483.95	28,190.66	26,070.36	24,109.96	22,297.38
VPL Acumulado (R\$)	-51,382.74	-20,898.78	7,291.87	33,362.23	57,472.19	79,769.57

Tabela 4.27 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 3

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial (R\$)							
Economia Anual (R\$)	55,769.78	55,464.48	55,161.90	54,862.00	54,564.77	54,270.18	53,978.21
Custos de O&M (R\$)	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37
Troca de Inversor (R\$)	-49,781.33						
Fluxo de caixa (R\$)	3,018.08	52,494.11	52,191.53	51,891.63	51,594.40	51,299.81	51,007.84
VPL (R\$)	1,178.75	19,071.82	17,638.96	16,314.05	15,088.94	13,956.08	12,908.51
VPL Acumulado (R\$)	80,948.31	100,020.13	117,659.09	133,973.15	149,062.09	163,018.16	175,926.67

Tabela 4.28 - Fluxo de caixa para o SFV de 40,28kWp parte 4

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial (R\$)						
Economia Anual (R\$)	53,688.83	53,402.02	53,117.77	52,836.04	52,556.81	52,280.06
Custos de O&M (R\$)	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37	-2,970.37
Troca de Inversor (R\$)						
Fluxo de caixa (R\$)	50,718.46	50,431.65	50,147.39	49,865.66	49,586.43	49,309.69
VPL (R\$)	11,939.79	11,043.98	10,215.56	9,449.46	8,740.97	8,085.76
VPL Acumulado (R\$)	187,866.47	198,910.44	209,126.00	218,575.46	227,316.43	235,402.19

4.3.7 Análise de Viabilidade Econômica

Nessa seção avalia-se a viabilidade dos projetos individualmente e compara-se as duas soluções a fim de apontar qual é mais vantajosa do ponto de vista financeiro. Para isso, como mencionado na seção 3.2.3, utilizam-se os métodos do Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Tempo de Retorno Descontado.

4.3.7.1 Valor Presente Líquido

O VPL para cada caso estudado foi calculado trazendo-se todos os valores do fluxo de caixa para o presente através da TMA adotada e depois somando todos esses valores. Para o SFV de 63,6 kWp, o VPL encontrado para a TMA de 7,5% é de R\$ 71.120,93. Analogamente, para o SFV de 40,28 kWp, o VPL encontrado considerando-se a mesma TMA do caso anterior, é de R\$ 235.402,19.

Como o VPL para ambos os casos é positivo, os dois projetos são economicamente viáveis segundo esse método. No entanto, comparando-se os dois, é possível apontar que o SFV de 40,28kWp é mais vantajoso, uma vez que seu VPL é maior do que o valor encontrado para o SFV de 63,6 kWp.

A fim de comparar os gastos que se teria com os projetos com os gastos com o pagamento de contas de energia, calculou-se também o VPL para os dois casos considerando-se apenas os valores referentes às despesas (investimento inicial, custos de O&M, troca de inversores). Nessas condições, o VPL encontrado para o Caso 1 foi de –R\$ 543.930,34, transformando esse valor em uma série uniforme anual, as despesas anuais com o projeto equivaleriam a –R\$ 48.796,36, um valor inferior ao gasto anual que se tem com o pagamento das contas de energia do CEMTN que é de R\$ 59.868,37 (gráfico 4.6). Calculando-se quanto se gastaria com pagamento de contas de energia após a instalação do SFV, é percebe-se que o gasto atual com conta de energia cobre os gastos com o investimento, o pagamento da energia ainda fornecida pela concessionária (tarifa mínima e o que o SFV deixa de produzir ao longo dos anos devido a queda de rendimento) e ainda há uma economia (gráfico 4.7)

Gráfico 4.6 – Comparativo entre os gastos com o projeto no Caso 1 e os gastos atuais com contas de energia

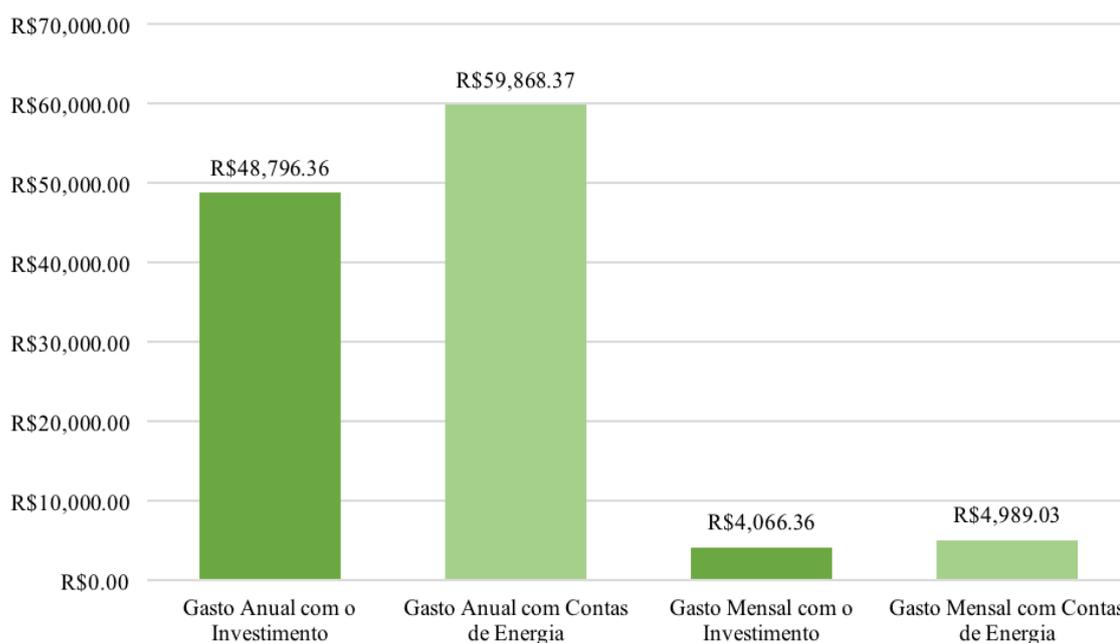
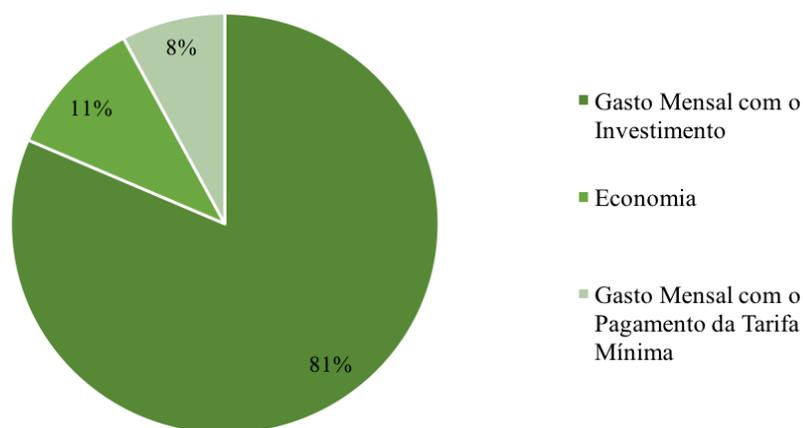


Gráfico 4.7 - Divisão do que se gasta mensalmente com conta de energia no CEMTN entre o investimento, pagamentos à concessionária e economia



Analogamente, o mesmo se observa para o Caso 2, cujo VPL calculado considerando-se somente as despesas com o projeto vale $-R\$ 398.616,74$, o equivalente a uma despesa anual de $-R\$ 35.760,18$ (gráfico 4.8). Assim como no caso anterior, nessa solução os gastos atuais com contas de energia são suficientes para se cobrir o investimento, o pagamento do restante de energia à concessionária e nesse caso, a economia restante é ainda maior (gráfico 4.9).

Gráfico 4.8 – Comparativo entre os gastos com o projeto no Caso 2 e os gastos atuais com contas de energia

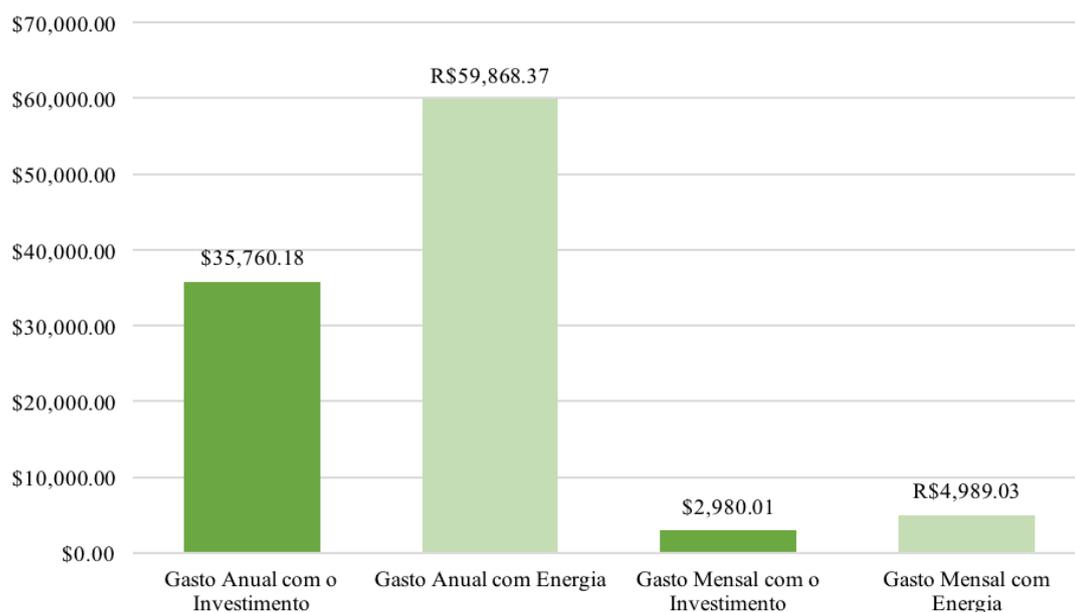
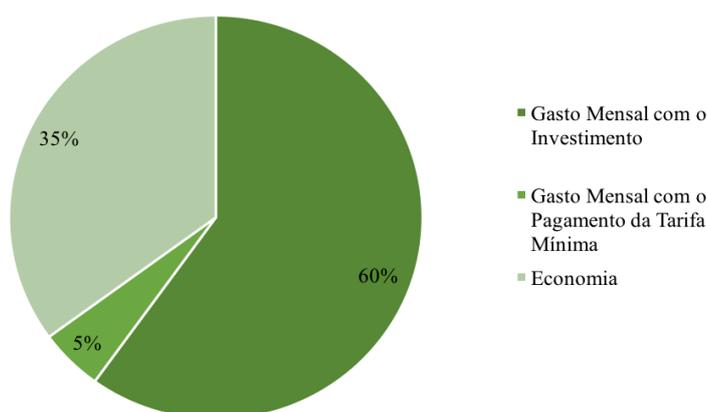


Gráfico 4.9 - Divisão do que se gasta mensalmente com conta de energia no CEMTN entre o investimento, pagamentos à concessionária e economia



Fica evidente que ambas as soluções são mais vantajosas do que se manter a escola sem nenhuma geração FV. Ainda sim, mostra-se mais uma vez, que a alternativa proposta pelo Caso 2 é melhor do ponto de vista econômico.

4.3.7.2 Método da Taxa Interna de Retorno

Como supracitado no item 3.1.3.5.2, a TIR não pode ser encontrada por métodos algébricos, no entanto, ela pode ser facilmente calculada utilizando o programa Excel. Para o

Caso 1, a TIR encontrada a partir de seu fluxo de caixa foi de 9,34%, enquanto para o Caso 2 a TIR é de 14,96%.

As duas TIRs encontradas são superiores a TMA adotada, o que indica que, pelo método da TIR, ambos os projetos são economicamente viáveis.

Para comparar os dois projetos utilizando a TIR como critério é preciso seguir o método da TIR incremental, indicado no item 3.1.3.5.2:

- I. Ordenando os projetos pela ordem crescente de investimento, o primeiro projeto a ser analisado é o SFV de 40,28kWp;
- II. Para esse projeto a TIR é de 14,96%;
- III. Como a TIR encontrada é maior que a TMA, calculamos a TIR incremental, ou seja, a TIR a partir do fluxo de caixa resultante da diferença entre os fluxos de caixa o Caso 2 e do Caso 1 respectivamente;
- IV. A TIR incremental calculada é de 0,43%, um valor inferior à TMA considerada, o que indica que a solução anterior (SFV de 40,28kWp) é mais vantajosa economicamente.

4.3.7.3 Tempo de Retorno do Investimento Descontado

Por fim, o tempo de retorno do investimento descontado foi calculado para os dois casos analisados. Para o SFV de 63,6 kWp, o investimento se paga em 17,48 anos, ou seja, aproximadamente 17 anos, 5 meses e 23 dias.

Já para o SFV de 40,28kWp, o valor do investimento é retornado em 8,74 anos, algo próximo de 8 anos, 8 meses e 26 dias.

Para os dois casos o *payback* descontado foi inferior ao tempo de vida considerado para os projetos (25 anos), o que indica que ambos os projetos são economicamente viáveis, no entanto, o desejável é que o tempo de retorno seja o menor possível, o que nos indica, novamente, que a solução proposta no Caso 2 é mais vantajosa do ponto de vista financeiro.

4.3.8 Considerações Finais

Ao final desse capítulo, pode-se constatar qual dentre as duas soluções estudadas para prover 100% do consumo energético da escola com a tecnologia solar fotovoltaica é a melhor, tanto sob o ponto de vista técnico quanto econômico. A conclusão é que o dimensionamento

de um SFV para o CEMTN, quando feito em conjunto com um projeto de eficiência energética, torna-se mais barato e mais vantajoso economicamente no longo prazo.

A implementação de um projeto associado de geração de energia por fontes renováveis e de eficiência energética traz benefícios que transcendem a questão econômica: além de se estar consumindo energia gerada por uma fonte não emissora de GEE e ambientalmente sustentável, reduz-se o consumo de energia do estabelecimento. Destaca-se ainda que as lâmpadas de LED utilizadas em substituição às lâmpadas fluorescentes, apresentam tempo de vida médio maior, além de sua vida útil não se reduzir com o acionamento repetitivo de interruptores, como ocorre normalmente com as fluorescentes. Sendo assim, as LEDs requerem uma manutenção mais simples e geram menos resíduos.

Observa-se que, caso se opte pela substituição das lâmpadas fluorescentes do CEMTN de fato, é interessante encaminhar as lâmpadas retiradas a empresas que trabalhem com reciclagem desse tipo de material. Também é possível manter as lâmpadas retiradas que ainda funcionam em estoque para que sirvam de substitutas das lâmpadas queimadas de outras escolas que ainda utilizem essa tecnologia. Tais alternativas ajudam a evitar a deposição das lâmpadas retiradas em locais inapropriados que contribuam para a poluição do meio, algo incoerente com a proposta desse trabalho.

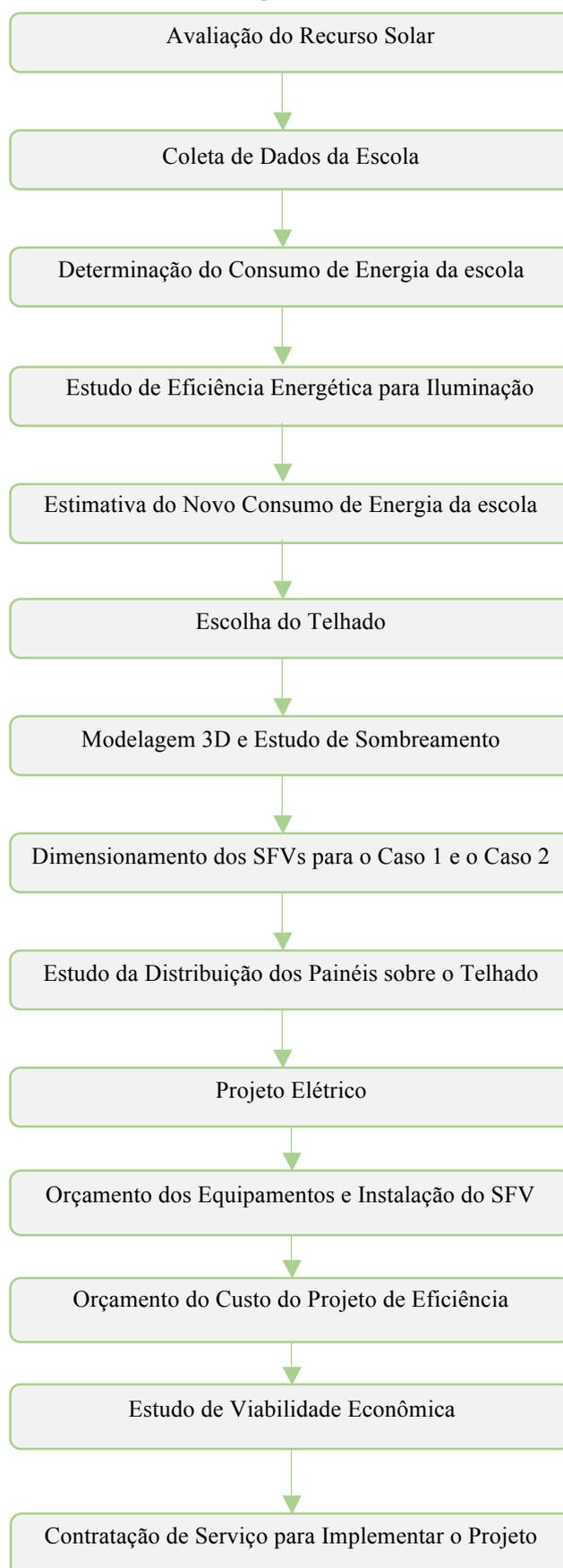
O fato de poder dimensionar um SFV de menor porte também é muito interessante. Utilizam-se menos equipamentos, o que simplifica a manutenção do sistema além de tornar a disposição do arranjo na área disponível mais fácil, algo importante especialmente nos casos em que se tem espaço limitado ou muito problema com sombreamento. A instalação de um SFV de 48,28 kWp e a substituição das lâmpadas da escola por LED (Caso 2), portanto, é a solução sugerida para se energizar o CEMTN.

Outro objetivo deste trabalho era propor uma alternativa que servisse de modelo para outras escolas públicas do DF. Algumas das escolas do grupo levantado pela SE apresentam, inclusive, uma estrutura parecida com o CEMTN, como é o caso da Escola Classe 22 do Gama e o Centro de Ensino Fundamental 201 de Santa Maria. Ambas apresentam quadra de esportes cobertas com boa orientação e sem sombreamento. Para essas escolas, um projeto muito semelhante ao sugerido para o CEMTN pode ser implementado.

Muitas das escolas possuem estrutura e posicionamento de prédios muito diferentes do CEMTN. Logo, as peculiaridades de cada escola devem ser estudadas de forma particular na ocasião de se dimensionar um SFV. Ainda sim, recomenda-se que o SFV seja projetado em conjunto com soluções de eficiência no uso da energia, como neste estudo.

Finalmente, um resumo do procedimento sugerido por esse trabalho sobre as etapas a serem seguidas no projeto de um SFV para a escola CEMTN e, de modo geral, para as escolas públicas do DF é mostrado no fluxograma da figura 4.21. Sugere-se ainda que nos projetos futuros de escolas o posicionamento e orientação dos blocos e quadras seja planejado de modo a se aproveitar melhor o recurso solar local.

Figura 4.21 - Fluxograma de etapas para execução de projeto de SFV + eficiência energética em escolas públicas do DF



5 CONCLUSÃO

Os resultados apresentados neste trabalho confirmam o que foi citado no tópico 2 pela *International Energy Agency* de que a transição do mundo em direção às energias limpas e renováveis fica mais acessível, mais rápida, mais barata e torna-se mais benéfica a todos os setores da economia quando associada à eficiência energética (IEA, 2016). Sendo assim é mandatório que o Programa Brasília Solar e o Governo do Distrito Federal invistam em eficiência energética.

De fato, uma das principais conclusões do estudo de caso foi que investir em eficiência energética conjuntamente com a implantação de um SFV mais compacto é mais vantajoso economicamente e tecnicamente em relação a implementação de um SFV de porte maior. Além disso, ganha-se na redução do consumo energético, no uso de equipamentos de maior vida útil (lâmpadas LED) e na manutenção menos onerosa do SFV.

Embora as duas alternativas propostas para energização do CEMTN sejam viáveis e vantajosas, recomenda-se, portanto, a adoção da metodologia desenvolvida para o Caso 2, ou seja, a instalação de um SFV de 40,28 kWp, dimensionado para ser instalado sobre a cobertura da quadra de esportes, com inclinação de 24°, tendo-se 75% do arranjo sob orientação de 73° com relação ao norte (ocupando uma área de 183 m² na face leste do telhado) e 25% com orientação a 107° em relação do norte geográfico (ocupando uma área de 61,1 m² da face oeste do telhado) em conjunto com a eficientização do sistema de iluminação do colégio.

O arranjo é composto por 152 módulos FV de 265 W, 4 inversores *grid-tie* de potência 8,2 kW, além dos elementos do BOS e é implementado em conjunto com a substituição de 572 lâmpadas fluorescentes por lâmpadas de LED com características luminosas equivalentes, sem alterar o horário durante o qual as mesmas permanecem ligadas. O SFV projetado, de acordo com as simulações realizadas no *software* PVSyst é capaz de gerar anualmente 58.195 MWh e as lâmpadas LED economizam 2.715,46 kWh em um mês, o equivalente mensal a 32,56 MWh de economia anual.

O custo inicial de implementação do SFV de 40,28 kWh é de R\$ 297.037,21, enquanto que o desembolso para aquisição e instalação das lâmpadas de LED é de R\$ 49.026,25, totalizando o valor de R\$ 346.063,47 para o investimento inicial total no projeto, R\$ 117.076,83 mais barato que o referente ao Caso 1. Salienta-se que a estimativa do custo de investimento adotou a média de preço de equipamentos nacionais, cujos valores mostraram-se equiparáveis aos produtos importados.

A análise de viabilidade econômica realçou as vantagens da solução proposta pelo Caso 2 em relação ao Caso 1. O fluxo de caixa construído para os dois projetos adota uma TMA de 7,5%, tempo de vida de 25 anos e estabilização da tarifa de energia para o grupo B3 em R\$ 0,66. Nessas condições, o VPL encontrado foi de R\$ 235.402,19 superior ao VPL para o Caso 1, de R\$ 71.120,93, a TIR calculada para o projeto foi de 14,96%, praticamente o dobro da TMA e superior a TIR para o Caso 1, de 9,34% e o tempo de retorno de investimento descontado (*Payback* descontado) foi de 8,74 anos, inferior ao encontrado no Caso 1, de 17,48 anos.

A sequência de passos utilizada no projeto sugerido para o CEMTN pode ainda ser aplicada a outras escolas que tenham características semelhantes, mas ainda sim as particularidades de cada escola devem sempre ser levadas em consideração. A aplicação de questionários como o do Apêndice I, e as visitas *in loco* são essenciais para a elaboração de um projeto como esse.

Atenta-se para o fato de que existem outras escolas públicas do DF cujo consumo de energia per capita é bem acima do utilizado como referencial nesse estudo, como evidenciado na seção 4.1. Nessas escolas os resultados da aplicação de medidas de eficiência energética prometem ser ainda melhores do que os observados aqui.

Finalmente, espera-se que a apresentação dos resultados desse trabalho seja apreciada pelo Programa Brasília Solar e que sirva ao propósito de mostrar o quão positivo pode ser o estímulo à geração renovável e ao consumo consciente de energia, especialmente em um ambiente escolar cujo papel social fundamental é formar cidadãos conscientes e responsáveis. Além de ajudar na implementação de projetos desse tipo no CEMTN e em outras escolas públicas do DF, deseja-se que esse estudo abra portas para novas pesquisas que venham a agregar ao Programa Brasília Solar e demais iniciativas que prezem pelo desenvolvimento sustentável do nosso país. Dessa forma, aponta-se aqui alguns temas que podem motivar trabalhos futuros:

- Estudo de aproveitamento de luz natural em escolas;
- Estudo sobre a reeducação no uso de equipamentos elétricos em escolas: mudança no perfil de funcionamento do sistema de iluminação artificial;
- Elaboração de um modelo de educação ambiental a ser implementado nas escolas públicas do DF;
- Elaboração de modelo de projeto arquitetônico para escolas públicas do DF: construções sustentáveis, confortáveis e eficientes energeticamente desde o projeto;

- Elaboração de modelos econômicos que viabilizem ainda mais o investimento em fontes renováveis de energia e eficiência energética;
- Projeto de um SFV integrado a fachada das escolas públicas do DF;
- Estudo de aproveitamento de outras formas de energia em escolas, como o uso de biodigestores para cocção de merenda;
- Análise de sensibilidade da análise econômica a parâmetros variados;
- Estudo de resistência da cobertura da quadra do CEMTN para receber o arranjo FV.

BIBLIOGRAFIA

ABNT-Associação Brasileira de Normas Técnicas. *ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Rio de Janeiro, 2004. 209p.

ABSOLAR- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *Proposta para Energia Solar Fotovoltaica no GDF*. 2015. Disponível em: www.semarh.df.gov.br.

ANEEL- Agencia Nacional de Energia Elétrica. *Cadernos Temáticos da ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília, 2016. Disponível em: www.aneel.gov.br. 31p.

ANEEL- Agencia Nacional de Energia Elétrica. *Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração de Outubro de 2016*. 2016. Disponível em: www.aneel.gov.br. 5p.

AGUDELO, J.A.M.; ROMERO, J.F.A.; FUSER, I. *Artigo - Proposta de retrofit na iluminação artificial de um prédio público: o caso do bloco de pós-graduação da universidade federal do ABC*. Revista Hábitat Sustentable Vol. 5, Nº. 2, 2015 p.20-p.31.

BARBOSA, L.S.N.S.; BOGANOV, D.; P., VAINIKKA; C., BREYER. *Complementarity of hydro, wind and solar power as a base for a 100% RE energy supply: South America as an example*. Rio de Janeiro, 2015.

BNDES- Banco Nacional do Desenvolvimento. *Taxa de Juros de Longo Prazo*. Disponível em: www.bndes.gov.br. Acesso em: 4 de outubro de 2016.

CEB- Companhia Energética Brasileira. *Tudo Sobre a Conta de Luz - Entenda sua Tarifa*. Brasília. Disponível em: www.ceb.com.br. Acesso em: 4 de outubro de 2016.

CHAREST, A. *LED Versus Fluorescent Lighting*. Environmental Design & Construction, 2014. 2P.

CRESESB- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: www.cresesb.cepel.br.

EMPALUX. **Lâmpada tubular LED**. Disponível em: www.empalux.com.br. Acesso em: 11 de outubro de 2016.

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos de Demanda: Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2015-2024)**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: www.epe.gov.br. 80p.

FERREIRA, J.Z. **Monografia de Especialização: Estudo Comparativo entre Lâmpadas Fluorescentes Tubulares T8 e Lâmpadas Tubulares de LED**. Departamento Acadêmico de Construção Civil, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba 2014. 59p.

FRAUNHOFER ISE- Instituto Fraunhofer. **Photovoltaics Report. 2016** Disponível em: www.ise.fraunhofer.de. 43p.

GDF – Governo do Distrito Federal. **DECRETO Nº 37.717, DE 19 DE OUTUBRO DE 2016**. Brasília, 2016.

GE lighting. **Lâmpada LED tubular**. Disponível em: www.gelighting.com. Acesso em: 11 de outubro de 2016.

GOLDEN. **ULTRA LED TUBULAR** Disponível em: www.lampadasgolden.com.br. Acesso em: 11 de outubro de 2016.

GSES- Global Sustainable Energy Solutions. **Grid-Connected PV Systems: Design and Installation Edition 8th Edition** Austrália, NSW, 2015.

HONSBURG, C.; BOWDEN, S. **Modules and Arrays - Module Design - Hot Spot Heating**. Disponível em: pveducation.org. Acesso em: 11 de outubro de 2016.

IEA- International Energy Agency. **Energy Efficiency**. Disponível em: www.iea.org.

IEA- International Energy Agency. *Energy Efficiency: Market Report 2016*. Paris, 2016. Disponível em: www.iea.org. 138p.

IEA- International Energy Agency. *Energy, Climate Change and Environment 2016 Insights* Paris, 2016. Disponível em : www.iea.org. 129p.

IEA-PVPS- International Energy Agency, Photovoltaic Power System Program. *Trends 2016 in photovoltaics applications*. Paris, 2016. Disponível em: www.iea-pvps.org. 69p.

INPE- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos, 2006. Disponível em: <ftp.cptec.inpe.br>.

INSTITUTO IDEAL. *O mercado brasileiro da geração distribuída - Edição 2015*. Florianópolis, 2015. Disponível em: issuu.com. Acesso em: 6 de outubro de 2016. 40p.

KIAN. *Lâmpada LED Tube Basic*. Disponível em: www.kian.com.br. Acesso em: 11 de outubro de 2016

NAKABAYASHI, R. K. *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. São Paulo, 2014. Disponível em: www.iee.usp.br. 106p.

MMA- Ministério do Meio Ambiente. *Clima*. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: 2 de novembro de 2016

MMA- Ministério do Meio Ambiente. *Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima - Sumário Executivo*. Brasília, 2016. Disponível em www.mma.gov.br. Acesso em 9 de novembro de 2016. 12p.

MME- Ministério de Minas e Energia. *Apresentação ProGD: Ações de Estímulo à geração distribuída com base em fontes renováveis*. Brasília, 2015. Disponível em: www.mme.gov.br.

MME- Ministério do Meio Ambiente. *Matriz energética de 2016 terá maior participação das energias renováveis. 2016*. Disponível em: mme.gov.br. Acesso em: 9 de novembro de 2016.

ONU- Organização das Nações Unidas. *Objetivos de Desenvolvimento sustentável - Agenda 2030*. 2015. Disponível em: nacoesunidas.org. Acesso em 4 de novembro de 2016.

PARIS AGREEMENT. *PARIS AGREEMENT SHORT GLOSSARY*. 2015. Disponível em: cop21.gouv.fr. Acesso em: 4 de novembro de 2016.

PROCEL-ELETOBRAS. *Resultados PROCEL 2015 Ano Base 2014*. 2015. Disponível em: procelinfo.com.br. 71p.

SANTOS, A.H.M. et al. *Conservação de Energia: Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações 3a edição*. Itajubá, FUPAI, 2006. 596p.

SEMA-Secretaria do Meio Ambiente. *Programa Brasília Solar - Consulta Pública*. Brasília, 2016. Disponível em: semarh.df.gov.br. 27 p.

SOMOS TODOS BRASÍLIA. *Programa de Governo - Cidade, Cidadão, Cidadania*. Brasília, 2015. Disponível em: rollemberg.com.br.

SOUZA, D.N. *Dissertação de Mestrado: Eficiência Energética na Iluminação Pública*. Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, 2012. 124p.

TAEHOON, H.; HYUNJOONG, K.; TAEHYUN, K. *Energy-Saving Techniques for Reducing CO2 Emissions in Elementary Schools*. Seoul, Journal of management in engineering, 2012. p.39-p.50.

TASCHIBRA. *Tubular LED*. Disponível em: taschibra.com.br. Acesso em: 11 de outubro de 2016.

THEVENARD, D.; A., DRIESSE; S., PELLAND; TURCOTTE, D.; POISSANT, Y. *Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions, report #2010-122 (RP-TEC)*. Canada, Natural Resources Canada Canmet, 2010. 52p.

WWF-Brasil, UnB- World Wildlife Fund Brasil, Universidade de Brasília. *Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília*. Brasília, 2016. 32p.

APÊNDICE

I. QUESTIONÁRIO APLICADO NAS ESCOLAS

Nome da Escola	
Endereço	
Contato	

1. De quando é a construção da escola? Ela já sofreu reformas? Alguma voltada para melhorias em aspectos de eficiência energética?

2. Os equipamentos da escola já foram trocados por outros mais eficientes? Ainda há equipamentos originais da época da fundação da escola? É licitação?

3. A escola acredita que há como otimizar/diminuir seu consumo energético? De que forma?

4. Há algum período do ano em que as instalações da escola se tornam desconfortáveis para os usuários, demandando uso de equipamentos elétricos para melhorar esse conforto?

5. Como é o perfil de ocupação da escola? E como é o perfil de utilização das cargas? Há luzes que ficam sempre acesas?

6. Os alunos da escola costumam ter bons hábitos no que tange o consumo de energia?

7. Qual o nível de interesse da escola em ter instalado um sistema de geração de energia com placas fotovoltaicas (solares)? E em adotar medidas de eficiência energética?

II. TABELA DETALHADA DO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DO CEMTN

(PARTE 1)

Tipo de Sala	Quantidade de Salas	Tipo de Lâmpada	Potência (W)	Quantidade por Sala	Quantidade Total	Potência Total (W)
Sala dos Professores	1	Fluorescente Tubular	40	16	16	640
Sala de Aula Tipo I	22	Fluorescente Tubular	40	10	220	8800
Mecanografia	1	Fluorescente Tubular	40	10	10	400
Banheiro Tipo I	8	Fluorescente Tubular	40	4	32	1280
Laboratório de Informática	1	Fluorescente Tubular	40	24	24	960
Cozinha + Cantina	1	Fluorescente Tubular	40	8	8	320
Administração	1	Fluorescente Tubular	40	3	3	120
Assistência	1	Fluorescente Tubular	40	2	2	80
Biblioteca	1	Fluorescente Tubular	40	32	32	1280
Auditório	1	Fluorescente Tubular	40	72	72	2880
Sala atrás do auditório	1	Fluorescente Tubular	40	2	2	80
Banheiro/ Vestiário	1	Fluorescente Tubular	40	4	4	160
Cantina II	1	CFL	25	3	3	75
Orientação	1	Fluorescente Tubular	40	8	8	320
Palco	1	CFL	25	12	12	300
Secretaria	1	Fluorescente Tubular	40	10	10	400
Arquivo	1	Fluorescente Tubular	40	2	2	80
Supervisão Pedagógica	1	Fluorescente Tubular	40	4	4	160
Cozinha II	1	Fluorescente Tubular	40	1	1	40
Monitoramento	1	Fluorescente Tubular	40	1	1	40
Financeiro	1	Fluorescente Tubular	40	4	4	160
Área Externa	1	Fluorescente Tubular	40	102	102	4080
Total					572	22655

(PARTE 2)

Horas de uso em um dia de semana	Número de dias da semana	Horas de uso em um dia de final de semana	Número de dias de final de semana	Consumo de energia de uma semana (kWh)	Consumo de energia diário médio (kWh)	Consumo de energia mensal médio (kWh)
10	5	0	2	32	4,57	137,14
10	5	0	0	440	62,86	1885,71
10	5	0	0	20	2,86	85,71
10	5	0	0	64	9,14	274,29
10	5	0	0	48	6,86	205,71
11	5	0	0	17,6	2,51	75,43
8	5	0	0	4,8	0,69	20,57
10	5	0	0	4	0,57	17,14
10	5	0	0	64	9,14	274,29
10	2	0	0	57,6	8,23	246,86
10	1	0	0	0,8	0,11	3,43
10	1	0	0	1,6	0,23	6,86
5	5	0	0	1,875	0,27	8,04
8	5	0	0	12,8	1,83	54,86
0	0	0	0	0	0	0
8	5	0	0	16	2,29	68,57
8	5	0	0	3,2	0,46	13,71
8	5	0	0	6,4	0,91	27,43
8	5	0	0	1,6	0,23	6,86
24	5	24	2	6,72	0,96	28,80
8	5	0	0	6,4	0,91	27,43
12	5	12	2	342,72	48,96	1468,80
Total				1152,12	164,59	4937,64

III. TABELA DETALHADA DO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO APÓS A TROCA DAS LÂMPADAS FLUORESCENTES POR LED

(PARTE 1)

Tipo de Sala	Quantidade de Salas	Tipo de Lâmpada	Potência (W)	Quantidade por Sala	Quantidade Total	Potência Total (W)
Sala dos Professores	1	LED Tubular	18	16	16	288
Sala de Aula Tipo I	22	LED Tubular	18	10	220	3960
Mecanografia	1	LED Tubular	18	10	10	180
Banheiro Tipo I	8	LED Tubular	18	4	32	576
Laboratório de Informática	1	LED Tubular	18	24	24	432
Cozinha + Cantina	1	LED Tubular	18	8	8	144
Administração	1	LED Tubular	18	3	3	54
Assistência	1	LED Tubular	18	2	2	36
Biblioteca	1	LED Tubular	18	32	32	576
Auditório	1	LED Tubular	18	72	72	1296
Sala atrás do auditório	1	LED Tubular	18	2	2	36
Banheiro/Vestiário	1	LED Tubular	18	4	4	72
Cantina II	1	LED compacta	12	3	3	36
Orientação	1	LED Tubular	18	8	8	144
Palco	1	LED compacta	12	12	12	144
Secretaria	1	LED Tubular	18	10	10	180
Arquivo	1	LED Tubular	18	2	2	36
Supervisão Pedagógica	1	LED Tubular	18	4	4	72
Cozinha II	1	LED Tubular	18	1	1	18
Monitoramento	1	LED Tubular	18	1	1	18
Financeiro	1	LED Tubular	18	4	4	72
Área Externa	1	LED Tubular	18	102	102	1836
				Total	572	10206

(PARTE 2)

Horas de uso em um dia de semana	Número de dias da semana	Horas de uso em um dia de final de semana	Número de dias de final de semana	Consumo de energia de uma semana (kWh)	Consumo de energia diário médio (kWh)	Consumo de energia mensal médio (kWh)
10	5	0	2	14,40	2,06	61,71
10	5	0	0	198,00	28,29	848,57
10	5	0	0	9,00	1,29	38,57
10	5	0	0	28,80	4,11	123,43
10	5	0	0	21,60	3,09	92,57
11	5	0	0	7,92	1,13	33,94
8	5	0	0	2,16	0,31	9,26
10	5	0	0	1,80	0,26	7,71
10	5	0	0	28,80	4,11	123,43
10	2	0	0	25,92	3,70	111,09
10	1	0	0	0,36	0,05	1,54
10	1	0	0	0,72	0,10	3,09
5	5	0	0	0,90	0,13	3,86
8	5	0	0	5,76	0,82	24,69
0	0	0	0	0	0	0
8	5	0	0	7,20	1,03	30,86
8	5	0	0	1,44	0,21	6,17
8	5	0	0	2,88	0,41	12,34
8	5	0	0	0,72	0,10	3,09
24	5	24	2	3,02	0,43	12,96
8	5	0	0	2,88	0,41	12,34
12	5	12	2	154,22	22,03	660,96
Total				518,51	74,07	2222,18

IV. FLUXO DE CAIXA DETALHADO CASO 1

(PARTE 1)

Anos	Geração Anual com fator de depreciação (kWh)	Consumo Anual (kWh)	Saldo de Energia que virá da concessionária (kWh)	Energia a pagar (considerando a tarifa mínima de 100kWh) (kWh)	Tarifa de Energia com reajuste real
0	0	0	0		R\$0,00
1	90.416,00	91.106,67	690,67	1200,00	R\$0,66
2	89.612,56	91.106,67	1494,11	1494,11	R\$0,66
3	88.816,26	91.106,67	2290,41	2290,41	R\$0,66
4	88.027,04	91.106,67	3079,63	3079,63	R\$0,66
5	87.244,83	91.106,67	3861,84	3861,84	R\$0,66
6	86.469,57	91.106,67	4637,10	4637,10	R\$0,66
7	85.701,20	91.106,67	5405,47	5405,47	R\$0,66
8	84.939,65	91.106,67	6167,01	6167,01	R\$0,66
9	84.184,88	91.106,67	6921,79	6921,79	R\$0,66
10	83.436,81	91.106,67	7669,86	7669,86	R\$0,66
11	82.695,39	91.106,67	8411,28	8411,28	R\$0,66
12	81.960,55	91.106,67	9146,11	9146,11	R\$0,66
13	81.232,25	91.106,67	9874,42	9874,42	R\$0,66
14	80.510,42	91.106,67	10596,25	10596,25	R\$0,66
15	79.795,00	91.106,67	11311,67	11311,67	R\$0,66
16	79.085,94	91.106,67	12020,73	12020,73	R\$0,66
17	78.383,18	91.106,67	12723,49	12723,49	R\$0,66
18	77.686,67	91.106,67	13420,00	13420,00	R\$0,66
19	76.996,34	91.106,67	14110,33	14110,33	R\$0,66
20	76.312,15	91.106,67	14794,52	14794,52	R\$0,66
21	75.634,04	91.106,67	15472,63	15472,63	R\$0,66
22	74.961,95	91.106,67	16144,72	16144,72	R\$0,66
23	74.295,84	91.106,67	16810,83	16810,83	R\$0,66
24	73.635,64	91.106,67	17471,02	17471,02	R\$0,66
25	72.981,31	91.106,67	18125,35	18125,35	R\$0,66

(PARTE 2)

Investimento Inicial	Economia anual	Custos com Operação e Manutenção	Custo com Troca de Inversores	Fluxo de Caixa	VPL	Acumulado
-R\$463.140,30	R\$0.00	R\$0.00		-R\$463,140.30	-R\$463,140.30	-463140.30
	R\$59,079.82	-R\$4,631.40		R\$54,448.41	R\$50,649.69	-R\$412,490.61
	R\$58,886.55	-R\$4,631.40		R\$54,255.15	R\$46,948.75	-R\$365,541.86
	R\$58,363.29	-R\$4,631.40		R\$53,731.88	R\$43,252.05	-R\$322,289.81
	R\$57,844.67	-R\$4,631.40		R\$53,213.27	R\$39,846.12	-R\$282,443.69
	R\$57,330.66	-R\$4,631.40		R\$52,699.26	R\$36,708.12	-R\$245,735.57
	R\$56,821.22	-R\$4,631.40		R\$52,189.81	R\$33,816.99	-R\$211,918.58
	R\$56,316.30	-R\$4,631.40		R\$51,684.90	R\$31,153.33	-R\$180,765.25
	R\$55,815.87	-R\$4,631.40		R\$51,184.47	R\$28,699.25	-R\$152,066.00
	R\$55,319.89	-R\$4,631.40		R\$50,688.49	R\$26,438.28	-R\$125,627.72
	R\$54,828.32	-R\$4,631.40		R\$50,196.92	R\$24,355.24	-R\$101,272.48
	R\$54,341.11	-R\$4,631.40		R\$49,709.71	R\$22,436.14	-R\$78,836.34
	R\$53,858.24	-R\$4,631.40		R\$49,226.83	R\$20,668.09	-R\$58,168.25
	R\$53,379.65	-R\$4,631.40	-R\$74,672.00	-R\$25,923.75	-R\$10,124.83	-R\$68,293.09
	R\$52,905.32	-R\$4,631.40		R\$48,273.92	R\$17,538.56	-R\$50,754.52
	R\$52,435.20	-R\$4,631.40		R\$47,803.80	R\$16,156.06	-R\$34,598.46
	R\$51,969.26	-R\$4,631.40		R\$47,337.86	R\$14,882.41	-R\$19,716.06
	R\$51,507.46	-R\$4,631.40		R\$46,876.06	R\$13,709.04	-R\$6,007.01
	R\$51,049.76	-R\$4,631.40		R\$46,418.36	R\$12,628.08	R\$6,621.07
	R\$50,596.13	-R\$4,631.40		R\$45,964.73	R\$11,632.25	R\$18,253.32
	R\$50,146.54	-R\$4,631.40		R\$45,515.13	R\$10,714.86	R\$28,968.19
	R\$49,700.93	-R\$4,631.40		R\$45,069.53	R\$9,869.73	R\$38,837.92
	R\$49,259.29	-R\$4,631.40		R\$44,627.88	R\$9,091.18	R\$47,929.09
	R\$48,821.57	-R\$4,631.40		R\$44,190.17	R\$8,373.96	R\$56,303.05
	R\$48,387.74	-R\$4,631.40		R\$43,756.34	R\$7,713.26	R\$64,016.31
	R\$47,957.76	-R\$4,631.40		R\$43,326.36	R\$7,104.62	R\$71,120.93
				Total	R\$71,120.93	

V. FLUXO DE CAIXA DETALHADO CASO 2

(PARTE1)

Anos	Geração Anual com fator de depreciação (kWh)	Consumo Anual Depois da Eficientização (kWh)	Consumo Anual Anterior (kWh)	Economia de Energia Após Eficientização (kWh)	Saldo de Energia que virá da concessionária (kWh)	Energia a pagar (considerando a tarifa mínima de 100kWh) (kWh)	Tarifa de Energia com reajuste real (tirando a inflação)
0	0	0	0	0	0	1200,00	
1	58.195,00	58.521,16	91.106,67	32.585,50	326,16	1200,00	R\$0,66
2	57.677,88	58.521,16	91.106,67	32.585,50	843,29	1200,00	R\$0,66
3	57.165,35	58.521,16	91.106,67	32.585,50	1355,81	1355,81	R\$0,66
4	56.657,38	58.521,16	91.106,67	32.585,50	1863,79	1863,79	R\$0,66
5	56.153,92	58.521,16	91.106,67	32.585,50	2367,24	2367,24	R\$0,66
6	55.654,93	58.521,16	91.106,67	32.585,50	2866,23	2866,23	R\$0,66
7	55.160,38	58.521,16	91.106,67	32.585,50	3360,78	3360,78	R\$0,66
8	54.670,23	58.521,16	91.106,67	32.585,50	3850,94	3850,94	R\$0,66
9	54.184,42	58.521,16	91.106,67	32.585,50	4336,74	4336,74	R\$0,66
10	53.702,94	58.521,16	91.106,67	32.585,50	4818,22	4818,22	R\$0,66
11	53.225,73	58.521,16	91.106,67	32.585,50	5295,43	5295,43	R\$0,66
12	52.752,77	58.521,16	91.106,67	32.585,50	5768,39	5768,39	R\$0,66
13	52.284,01	58.521,16	91.106,67	32.585,50	6237,16	6237,16	R\$0,66
14	51.819,41	58.521,16	91.106,67	32.585,50	6701,75	6701,75	R\$0,66
15	51.358,94	58.521,16	91.106,67	32.585,50	7162,22	7162,22	R\$0,66
16	50.902,56	58.521,16	91.106,67	32.585,50	7618,60	7618,60	R\$0,66
17	50.450,24	58.521,16	91.106,67	32.585,50	8070,92	8070,92	R\$0,66
18	50.001,94	58.521,16	91.106,67	32.585,50	8519,22	8519,22	R\$0,66
19	49.557,62	58.521,16	91.106,67	32.585,50	8963,54	8963,54	R\$0,66
20	49.117,25	58.521,16	91.106,67	32.585,50	9403,91	9403,91	R\$0,66
21	48.680,80	58.521,16	91.106,67	32.585,50	9840,37	9840,37	R\$0,66
22	48.248,22	58.521,16	91.106,67	32.585,50	10272,95	10272,95	R\$0,66
23	47.819,48	58.521,16	91.106,67	32.585,50	10701,68	10701,68	R\$0,66
24	47.394,56	58.521,16	91.106,67	32.585,50	11126,61	11126,61	R\$0,66
25	46.973,41	58.521,16	91.106,67	32.585,50	11547,76	11547,76	R\$0,66

(PARTE 2)

Investimento Inicial	Economia anual	Custos com Operação e Manutenção	Custo com Troca de Inversores	Fluxo de Caixa	VPL	Acumulado
-R\$346.063,47	R\$0.00	R\$0.00		-R\$346,063.47	-R\$346,063.47	-346063.47
	R\$59,079.82	-R\$2,970.37		R\$56,109.45	R\$52,194.83	-R\$293,868.63
	R\$59,079.82	-R\$2,970.37		R\$56,109.45	R\$48,553.33	-R\$245,315.30
	R\$58,977.43	-R\$2,970.37		R\$56,007.06	R\$45,083.47	-R\$200,231.83
	R\$58,643.63	-R\$2,970.37		R\$55,673.26	R\$41,688.16	-R\$158,543.66
	R\$58,312.79	-R\$2,970.37		R\$55,342.42	R\$38,549.24	-R\$119,994.42
	R\$57,984.90	-R\$2,970.37		R\$55,014.53	R\$35,647.30	-R\$84,347.13
	R\$57,659.92	-R\$2,970.37		R\$54,689.54	R\$32,964.39	-R\$51,382.74
	R\$57,337.82	-R\$2,970.37		R\$54,367.45	R\$30,483.95	-R\$20,898.78
	R\$57,018.59	-R\$2,970.37		R\$54,048.22	R\$28,190.66	R\$7,291.87
	R\$56,702.20	-R\$2,970.37		R\$53,731.82	R\$26,070.36	R\$33,362.23
	R\$56,388.61	-R\$2,970.37		R\$53,418.24	R\$24,109.96	R\$57,472.19
	R\$56,077.82	-R\$2,970.37		R\$53,107.44	R\$22,297.38	R\$79,769.57
	R\$55,769.78	-R\$2,970.37	-R\$49,781.33	R\$3,018.08	R\$1,178.75	R\$80,948.31
	R\$55,464.48	-R\$2,970.37		R\$52,494.11	R\$19,071.82	R\$100,020.13
	R\$55,161.90	-R\$2,970.37		R\$52,191.53	R\$17,638.96	R\$117,659.09
	R\$54,862.00	-R\$2,970.37		R\$51,891.63	R\$16,314.05	R\$133,973.15
	R\$54,564.77	-R\$2,970.37		R\$51,594.40	R\$15,088.94	R\$149,062.09
	R\$54,270.18	-R\$2,970.37		R\$51,299.81	R\$13,956.08	R\$163,018.16
	R\$53,978.21	-R\$2,970.37		R\$51,007.84	R\$12,908.51	R\$175,926.67
	R\$53,688.83	-R\$2,970.37		R\$50,718.46	R\$11,939.79	R\$187,866.47
	R\$53,402.02	-R\$2,970.37		R\$50,431.65	R\$11,043.98	R\$198,910.44
	R\$53,117.77	-R\$2,970.37		R\$50,147.39	R\$10,215.56	R\$209,126.00
	R\$52,836.04	-R\$2,970.37		R\$49,865.66	R\$9,449.46	R\$218,575.46
	R\$52,556.81	-R\$2,970.37		R\$49,586.43	R\$8,740.97	R\$227,316.43
	R\$52,280.06	-R\$2,970.37		R\$49,309.69	R\$8,085.76	R\$235,402.19
				Total	R\$235,402.19	

**VI. RELATÓRIOS DE DESEMPENHO E PRODUTIVIDADE DOS SFVs NOS
CASOS 1 E 2**

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 73° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 1

PVSYS V6.47		22/09/16	Page 1/3																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																					
Project : Grid-Connected Project at Brasilia																					
Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil																		
Situation	Latitude 15.8°S	Longitude	48.1°W																		
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	895 m																		
Meteo data:	Brasilia	MeteoNorm 7.1 - Synthetic																			
Simulation variant : New simulation variant																					
	Simulation date	22/09/16 09h42																			
Simulation parameters																					
Collector Plane Orientation	Tilt 24°	Azimuth	73°																		
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																				
Near Shadings	No Shadings																				
PV Array Characteristics																					
PV module	Si-poly	Model	CS6P - 265P																		
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 6 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules	120	Unit Nom. Power 265 Wp																		
Array global power	Nominal (STC)	31.8 kWp	At operating cond. 26.95 kWp (60°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	517 V	I mpp 52 A																		
Total area	Module area	193 m²	Cell area 175 m²																		
Inverter																					
Original PVsyst database	Model	Primo 8.2-1																			
Characteristics	Manufacturer	Fronius International																			
Inverter pack	Operating Voltage	80-800 V	Unit Nom. Power 8.20 kWac																		
	Nb. of inverters	6 * MPPT 50 %	Total Power 25 kWac																		
PV Array loss factors																					
Array Soiling Losses		Loss Fraction	5.0 %																		
Thermal Loss factor	Uc (const) 19.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 179 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																		
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	2.0 %																		
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.5 %																		
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP																		
Incidence effect, user defined profile	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>80°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td><td>1.00</td><td>1.00</td><td>0.99</td><td>0.99</td><td>0.95</td><td>0.89</td><td>0.70</td><td>0.00</td> </tr> </table>			10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°													
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00													
User's needs :	Unlimited load (grid)																				

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 73° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 1

PVSYST V6.47		22/09/16	Page 2/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Brasilia
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth 73°
PV modules	Model	CS6P - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total 31.8 kWp
Inverter	Model	Primo 8.2-1	Pnom 8.20 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 24.60 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	System Production	Produced Energy	46.61 MWh/year	Specific prod.	1466 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	76.87 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 31.8 kWp

Legend for Normalized productions:
 Lc : Collection Loss (PV-array losses) 1.11 kWh/kWp/day
 Ls : System Loss (inverter, ...) 0.1 kWh/kWp/day
 Yf : Produced useful energy (inverter output) 4.02 kWh/kWp/day

Performance Ratio PR

PR : Performance Ratio (Yf/Ya) 0.768

New simulation variant
Balances and main results

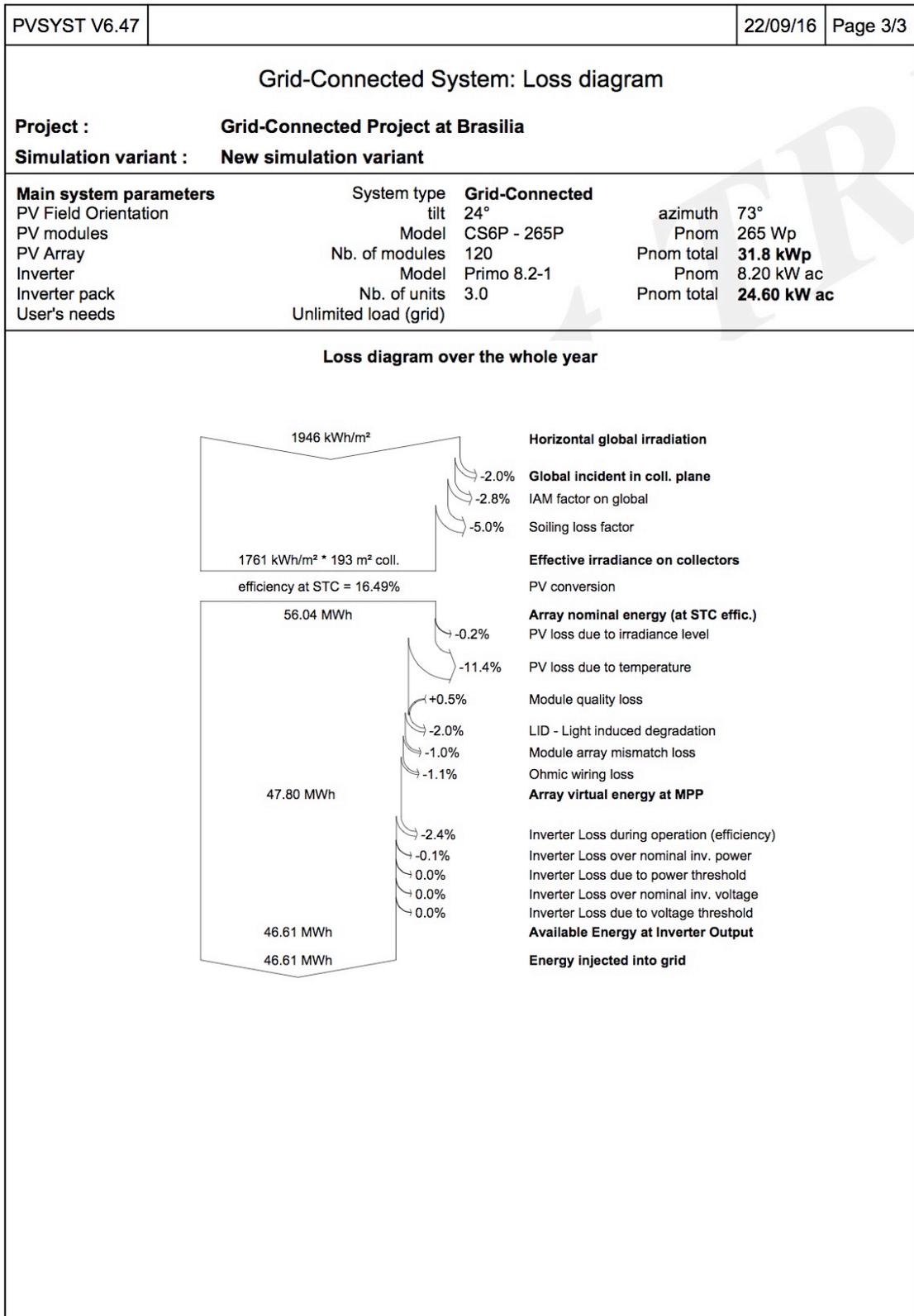
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	165.8	22.87	153.4	141.7	3.824	3.728	12.91	12.59
February	163.3	22.70	150.3	138.5	3.759	3.668	12.96	12.64
March	170.4	22.42	166.4	153.7	4.169	4.068	12.98	12.66
April	154.8	22.13	153.9	142.2	3.820	3.725	12.85	12.54
May	150.0	20.80	154.3	142.4	3.899	3.807	13.09	12.78
June	150.3	19.26	154.7	142.7	3.916	3.823	13.11	12.80
July	164.2	19.60	168.7	155.9	4.240	4.139	13.02	12.71
August	183.1	21.10	186.8	172.9	4.640	4.530	12.87	12.57
September	182.8	22.70	185.9	172.5	4.594	4.483	12.80	12.49
October	163.7	23.84	158.1	146.1	3.916	3.820	12.83	12.52
November	143.5	22.16	132.5	121.9	3.364	3.281	13.15	12.83
December	153.8	22.50	141.7	130.4	3.629	3.541	13.27	12.95
Year	1945.7	21.84	1906.8	1761.2	47.770	46.613	12.98	12.66

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

PVsyst Evaluation mode

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 73° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 1



TELHADO DE ORIENTAÇÃO 107° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 1

PVSYST V6.47		22/09/16	Page 1/3																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																					
Project : Grid-Connected Project at Brasilia																					
Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil																		
Situation	Latitude 15.8°S	Longitude	48.1°W																		
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3																		
	Albedo	Altitude	895 m																		
Meteo data:	Brasilia	MeteoNorm 7.1 - Synthetic																			
Simulation variant : New simulation variant																					
	Simulation date	22/09/16 09h44																			
Simulation parameters																					
Collector Plane Orientation	Tilt	24°	Azimuth 107°																		
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																				
Near Shadings	No Shadings																				
PV Array Characteristics																					
PV module	Si-poly	Model	CS6P - 265P																		
Original PVSyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 6 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules	120	Unit Nom. Power 265 Wp																		
Array global power	Nominal (STC)	31.8 kWp	At operating cond. 26.95 kWp (60°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	517 V	I mpp 52 A																		
Total area	Module area	193 m²	Cell area 175 m²																		
Inverter																					
Original PVSyst database	Model	Primo 8.2-1																			
Characteristics	Manufacturer	Fronius International																			
Inverter pack	Operating Voltage	80-800 V	Unit Nom. Power 8.20 kWac																		
	Nb. of inverters	6 * MPPT 50 %	Total Power 25 kWac																		
PV Array loss factors																					
Array Soiling Losses		Loss Fraction	5.0 %																		
Thermal Loss factor	Uc (const)	19.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	179 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC																		
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 2.0 %																		
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.5 %																		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP																		
Incidence effect, user defined profile	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>80°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td><td>1.00</td><td>1.00</td><td>0.99</td><td>0.99</td><td>0.95</td><td>0.89</td><td>0.70</td><td>0.00</td> </tr> </table>			10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°													
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00													
User's needs :	Unlimited load (grid)																				

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 107° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 1

PVSYST V6.47		22/09/16	Page 2/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Main results

Project : **Grid-Connected Project at Brasilia**

Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth 107°
PV modules	Model	CS6P - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total 31.8 kWp
Inverter	Model	Primo 8.2-1	Pnom 8.20 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 24.60 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results

System Production	Produced Energy	43.80 MWh/year	Specific prod. 1377 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	77.32 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 31.8 kWp

Performance Ratio PR

New simulation variant

Balances and main results

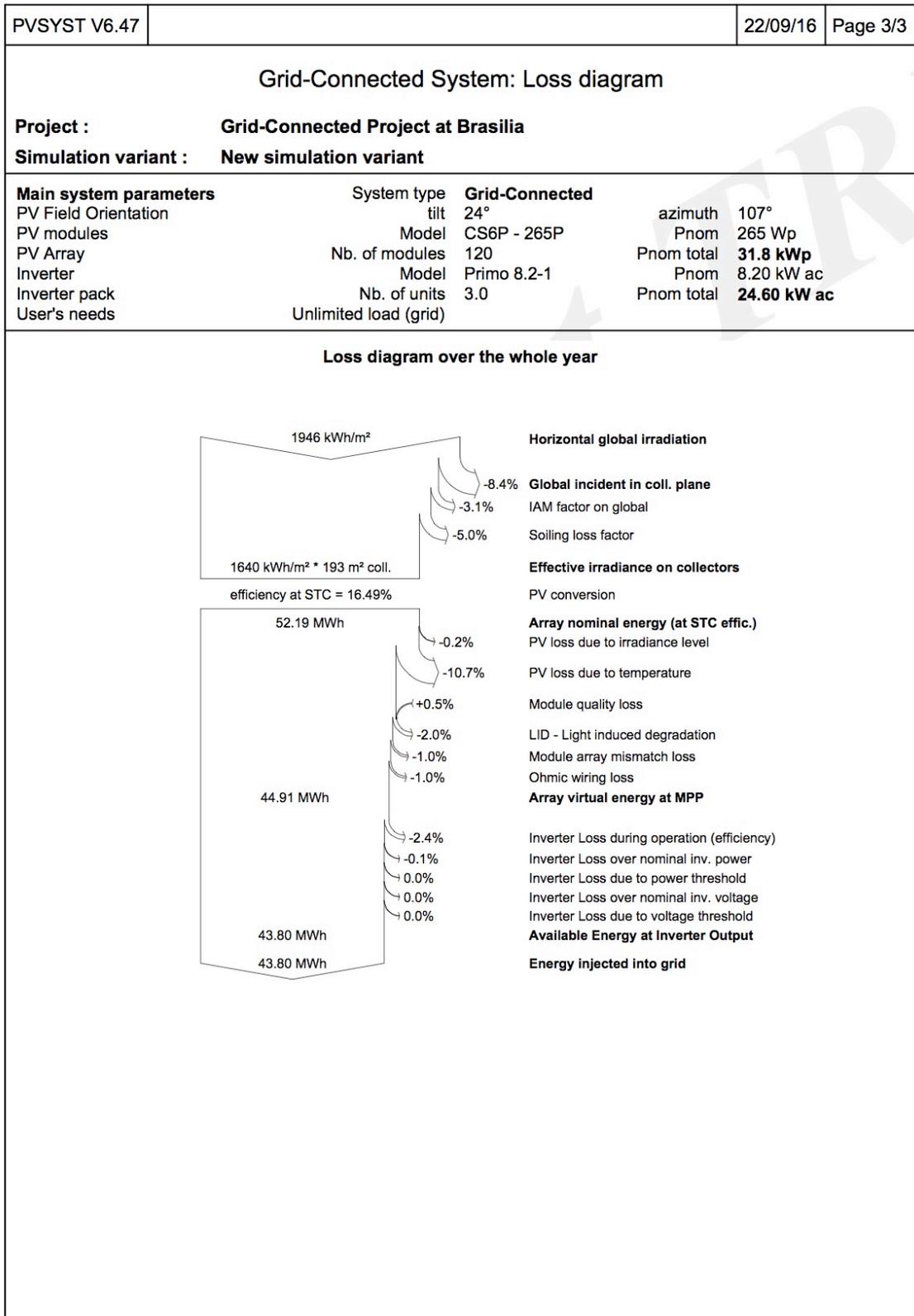
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	165.8	22.87	158.3	146.4	3.929	3.829	12.86	12.53
February	163.3	22.70	150.7	139.0	3.775	3.684	12.98	12.66
March	170.4	22.42	159.1	146.5	4.006	3.911	13.05	12.74
April	154.8	22.13	139.6	128.2	3.499	3.414	12.99	12.67
May	150.0	20.80	132.2	121.1	3.376	3.296	13.23	12.92
June	150.3	19.26	126.6	116.0	3.249	3.172	13.29	12.98
July	164.2	19.60	139.7	128.4	3.567	3.482	13.22	12.91
August	183.1	21.10	162.2	149.2	4.074	3.979	13.01	12.71
September	182.8	22.70	173.1	160.0	4.309	4.207	12.90	12.59
October	163.7	23.84	156.3	144.4	3.881	3.786	12.87	12.55
November	143.5	22.16	136.1	125.2	3.449	3.365	13.13	12.81
December	153.8	22.50	147.6	135.9	3.767	3.677	13.22	12.90
Year	1945.7	21.84	1781.5	1640.3	44.881	43.803	13.05	12.74

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

PVsyst Evaluation mode

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 107° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 1



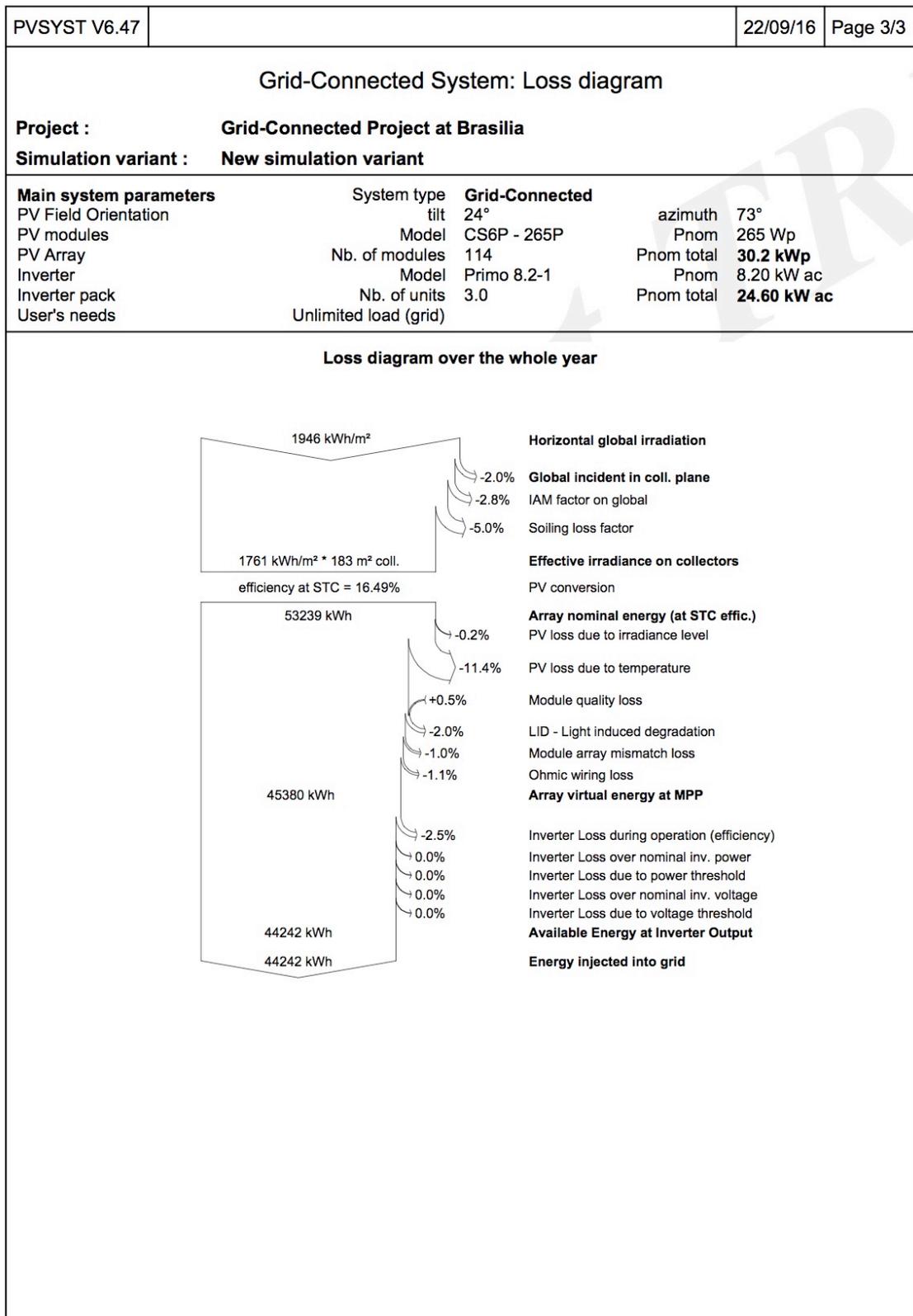
TELHADO DE ORIENTAÇÃO 73° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 2

PVSYS V6.47		22/09/16	Page 1/3																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																					
Project : Grid-Connected Project at Brasilia																					
Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil																		
Situation	Latitude 15.8°S	Longitude	48.1°W																		
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3																		
	Albedo	Altitude	895 m																		
Meteo data:	Brasilia	MeteoNorm 7.1 - Synthetic																			
Simulation variant : New simulation variant																					
	Simulation date	22/09/16 09h45																			
Simulation parameters																					
Collector Plane Orientation	Tilt	24°	Azimuth 73°																		
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																				
Near Shadings	No Shadings																				
PV Array Characteristics																					
PV module	Si-poly	Model	CS6P - 265P																		
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 6 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules	114	Unit Nom. Power 265 Wp																		
Array global power	Nominal (STC)	30.2 kWp	At operating cond. 25.61 kWp (60°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	492 V	l mpp 52 A																		
Total area	Module area	183 m²	Cell area 166 m²																		
Inverter																					
Original PVsyst database	Model	Primo 8.2-1																			
Characteristics	Manufacturer	Fronius International																			
Inverter pack	Operating Voltage	80-800 V	Unit Nom. Power 8.20 kWac																		
	Nb. of inverters	6 * MPPT 50 %	Total Power 25 kWac																		
PV Array loss factors																					
Array Soiling Losses		Loss Fraction	5.0 %																		
Thermal Loss factor	Uc (const)	19.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	179 mOhm	Loss Fraction 1.6 % at STC																		
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 2.0 %																		
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.5 %																		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP																		
Incidence effect, user defined profile	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>80°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td><td>1.00</td><td>1.00</td><td>0.99</td><td>0.99</td><td>0.95</td><td>0.89</td><td>0.70</td><td>0.00</td> </tr> </table>			10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°													
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00													
User's needs :	Unlimited load (grid)																				

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 73° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 2

PVSYST V6.47		22/09/16	Page 2/3					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		Grid-Connected Project at Brasilia						
Simulation variant :		New simulation variant						
Main system parameters		System type	Grid-Connected					
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth 73°					
PV modules	Model	CS6P - 265P	Pnom 265 Wp					
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total 30.2 kWp					
Inverter	Model	Primo 8.2-1	Pnom 8.20 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 24.60 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results		System Production	Produced Energy 44241799 W/year Specific prod. 1464 kWh/kWp/year					
		Performance Ratio PR	76.80 %					
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 30.2 kWp		Performance Ratio PR						
New simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	165.8	22.87	153.4	141.7	3641	3546	12.94	12.60
February	163.3	22.70	150.3	138.5	3573	3483	12.96	12.64
March	170.4	22.42	166.4	153.7	3958	3860	12.97	12.65
April	154.8	22.13	153.9	142.2	3626	3535	12.85	12.52
May	150.0	20.80	154.3	142.4	3702	3612	13.08	12.77
June	150.3	19.26	154.7	142.7	3718	3628	13.10	12.79
July	164.2	19.60	168.7	155.9	4026	3927	13.01	12.69
August	183.1	21.10	186.8	172.9	4405	4299	12.86	12.55
September	182.8	22.70	185.9	172.5	4361	4253	12.80	12.48
October	163.7	23.84	158.1	146.1	3719	3624	12.83	12.50
November	143.5	22.16	132.5	121.9	3197	3115	13.16	12.82
December	153.8	22.50	141.7	130.4	3446	3359	13.27	12.93
Year	1945.7	21.84	1906.8	1761.2	45373	44242	12.98	12.65
Legends:		GlobHor Horizontal global irradiation	EArray Effective energy at the output of the array					
		T Amb Ambient Temperature	E_Grid Energy injected into grid					
		GlobInc Global incident in coll. plane	EffArrR Effic. Eout array / rough area					
		GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR Effic. Eout system / rough area					

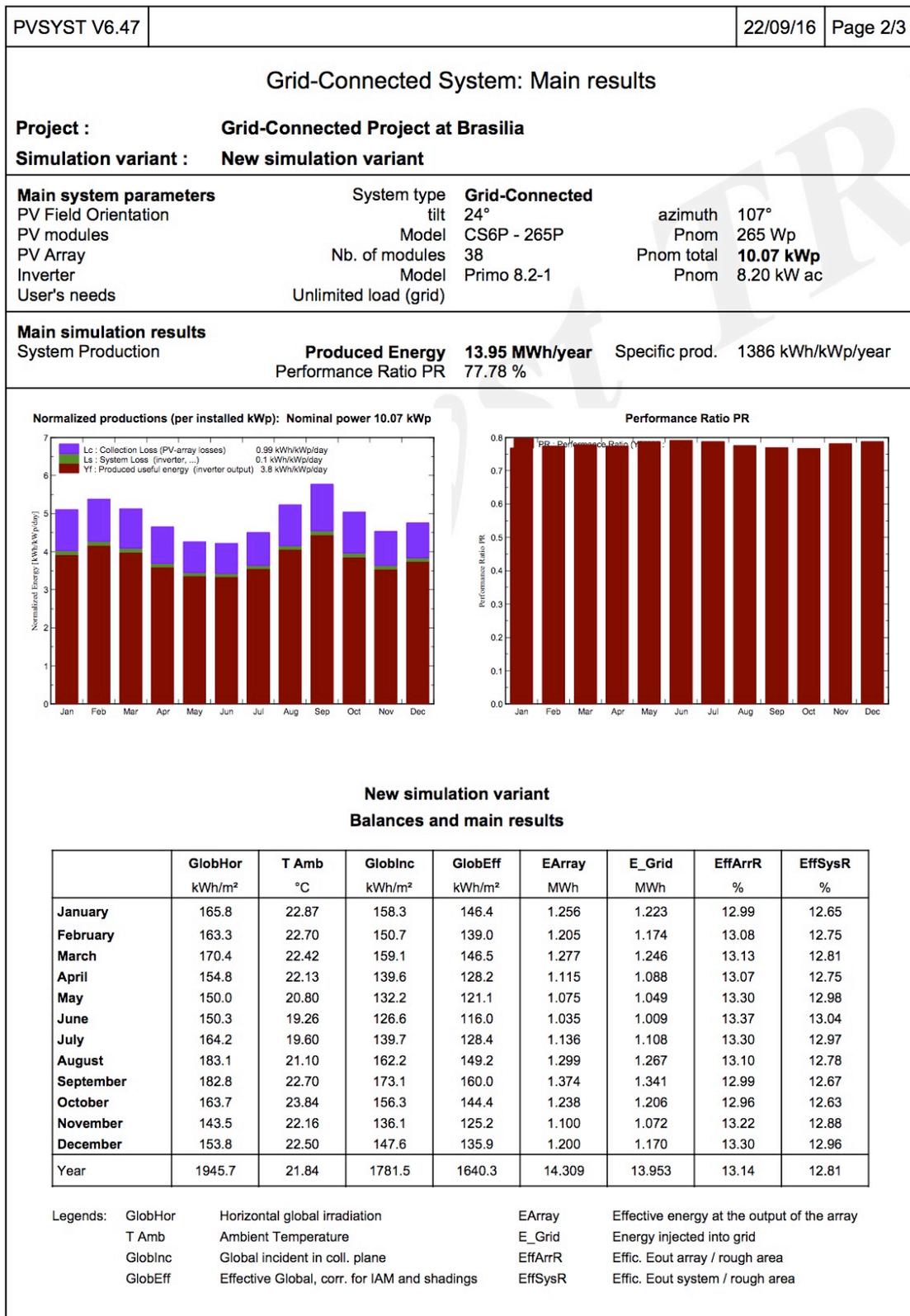
TELHADO DE ORIENTAÇÃO 73° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 2



TELHADO DE ORIENTAÇÃO 107° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 2

PVSYST V6.47		22/09/16	Page 1/3																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																					
Project : Grid-Connected Project at Brasilia																					
Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil																		
Situation	Latitude 15.8°S	Longitude	48.1°W																		
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3																		
	Albedo	Altitude	895 m																		
Meteo data:	Brasilia	MeteoNorm 7.1 - Synthetic																			
Simulation variant : New simulation variant																					
	Simulation date	22/09/16 09h46																			
Simulation parameters																					
Collector Plane Orientation	Tilt	24°	Azimuth 107°																		
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																				
Near Shadings	No Shadings																				
PV Array Characteristics																					
PV module	Si-poly	Model	CS6P - 265P																		
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 2 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules	38	Unit Nom. Power 265 Wp																		
Array global power	Nominal (STC)	10.07 kWp	At operating cond. 8.54 kWp (60°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	492 V	l mpp 17 A																		
Total area	Module area	61.1 m²	Cell area 55.5 m²																		
Inverter																					
Original PVsyst database	Model	Primo 8.2-1																			
Characteristics	Manufacturer	Fronius International																			
Inverter pack	Operating Voltage	80-800 V	Unit Nom. Power 8.20 kWac																		
	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power 8.2 kWac																		
PV Array loss factors																					
Array Soiling Losses		Loss Fraction	5.0 %																		
Thermal Loss factor	Uc (const)	19.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	179 mOhm	Loss Fraction 0.5 % at STC																		
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 2.0 %																		
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.5 %																		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP																		
Incidence effect, user defined profile	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>80°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td><td>1.00</td><td>1.00</td><td>0.99</td><td>0.99</td><td>0.95</td><td>0.89</td><td>0.70</td><td>0.00</td> </tr> </table>			10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°													
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00													
User's needs :	Unlimited load (grid)																				

TELHADO DE ORIENTAÇÃO 107° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 2



TELHADO DE ORIENTAÇÃO 107° COM RELAÇÃO AO NORTE NO CASO 2

