

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA ÊNFASE ELETROTÉCNICA

ALESSANDRO FREDERICO SILVESTRI
VINÍCIUS GARCIA TAKASAKI

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SHOPPING CENTERS NA REGIÃO
DE CURITIBA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2014

ALESSANDRO FREDERICO SILVESTRI
VINÍCIUS GARCIA TAKASAKI

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SHOPPING CENTERS NA REGIÃO
DE CURITIBA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para o título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Msc. Gerson Maximo Tiepolo

CURITIBA
2014

ALESSANDRO FREDERICO SILVESTRI
VINÍCIUS GARCIA TAKASAKI

Estudo de viabilidade para implantação de geração fotovoltaica em *shopping centers* na região de Curitiba.

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 24 de fevereiro de 2014.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Prof. Marcelo de Oliveira Rosa, Dr.
Coordenador dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Gerson Maximo Tiepolo, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Carlos Henrique Karam Salata
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gerson Maximo Tiepolo, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jair Urbanetz Junior, Doutor
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Engenheiro Gerson Maximo Tiepolo pelo apoio como orientador deste trabalho, à Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ao Engenheiro Antonio Ivan Bastos Sobrinho por ter cedido informações dos consumidores. À nossas famílias e amigos que foram pacientes e prestativos.

Todos estes de alguma maneira fizeram com que fosse possível a realização deste trabalho.

Os autores também agradecem à banca examinadora pela atenção e contribuição dedicadas a este Trabalho de Conclusão de Curso.

RESUMO

SILVESTRI, Alessandro F.; TAKASAKI, Vinícius G. Estudo de viabilidade para implantação de geração fotovoltaica em *shopping centers* na região de Curitiba. 2014. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso. (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

Este trabalho apresenta o estudo de viabilidade para a implantação de geração fotovoltaica em *shopping centers*. O texto explana primeiramente a situação energética brasileira e as peculiaridades do sistema elétrico nacional. São abordados conceitos básicos referentes à produção de energia elétrica, com maior ênfase na energia solar fotovoltaica. O funcionamento e as partes componentes dos painéis solares fotovoltaicos são explicados. As principais tecnologias presentes no mercado e suas características são citadas na sequência. Também são consideradas as normas e a regulamentação relacionadas à instalação de painéis fotovoltaicos à rede elétrica. Após a análise teórica, é feito o estudo do local de instalação dos painéis, considerando as características elétricas que são peculiares ao local analisado, como consumo de energia elétrica em horário de ponta e fora de ponta. Realizado o projeto preliminar de instalação, analisa-se o impacto que os painéis fotovoltaicos iram causar na fatura do consumidor em questão, concluindo-se, então, o estudo ao verificar a viabilidade do projeto.

Palavras-chave: Energia solar. Geração fotovoltaica. Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

ABSTRACT

SILVESTRI, Alessandro F.; TAKASAKI, Vinícius G. Feasibility study to the implantation of photovoltaic generation in shopping centers in the region of Curitiba. 2014. 101 p. Trabalho de Conclusão de Curso. (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

This paper presents the feasibility study to the implantation of photovoltaic generation in shopping centers. The text explains, firstly, the Brazilian energetic situation and the peculiarities of the electrical national system. Basic concepts about electricity generation, with a bigger emphasis on photovoltaic solar energy, are discussed. The operation and the components of the photovoltaic solar panels are explicated. The main technologies on the market and its characteristics are also mentioned. The standards and the regulation related to the photovoltaic solar panels installation to the utility grid are quoted as well. After the theoretical analysis, it's made the study of the place where the panels will be installed, considering the electrical characteristics of the consumer, such as electric energy consumption at peak demand and off-peak hours. When the installations preliminary project is done, the impact that the photovoltaic solar panels will cause in the electric bill of the consumer will be analyzed, concluding the study after verifying the feasibility of the project.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic generation. Grid-connected photovoltaic power system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação do consumo de energia elétrica no Brasil em 2011 e 2012.	15
Figura 2 – Distribuição da Radiação Solar no Brasil.	17
Figura 3 – Comparativo de Radiação Solar, Espanha x Alemanha x Brasil.	21
Figura 4 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil.	25
Figura 5 – Comparação dos gráficos da Matriz Elétrica Brasileira em 2011 e 2012.	26
Figura 6 – Evolução da Capacidade Instalada por fonte de geração (GW e %)	32
Figura 7 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S.	34
Figura 8 – Distribuição da Radiação Solar no Brasil.	35
Figura 9 – Distribuição espectral da radiação solar.	36
Figura 10 – Trajetória dos raios de Sol na atmosfera e definição do coeficiente de "Massa de Ar" (AM).	36
Figura 11 – Exemplo de coletor solar.	37
Figura 12 – Exemplo de arquitetura bioclimática.	38
Figura 13 – Desenho Esquemático sobre as componentes da Radiação Solar.	39
Figura 14 – Aproveitamento da Energia Solar.	39
Figura 15 – Estrutura física simplificada da célula fotovoltaica e efeito fotovoltaico. .	40
Figura 16 – Sensibilidade ao Espectro de Luz por tecnologia.	41
Figura 17 - Eficiência das células e módulos.	42
Figura 18 – <i>Energy pay-back time</i> por tecnologia.	42
Figura 19 – Participação por tecnologia fotovoltaica no mundo.	43
Figura 20 – Painel Fotovoltaico de Silício Monocristalino (<i>m-Si</i>).	44
Figura 21 – Painel Fotovoltaico de Silício Policristalino (<i>p-Si</i>).	45
Figura 22 – Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo Hidrogenado (<i>a-Si</i>).	46
Figura 23 – Painel Fotovoltaico de Telureto de Cádmio (<i>CdTe</i>).	47
Figura 24 – Planta Solar com módulos CIGS em Kunming, China.	48
Figura 25 – Módulos CIGS sem borda.	48
Figura 26 – Diagrama pictográfico de um SFVI.	50
Figura 27 – Constituição básica do sistema fotovoltaico conectado à rede.	51
Figura 28 – Sistema híbrido.	51
Figura 29 – Sistema <i>Net Metering</i>	53
Figura 30 – Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná.	55

Figura 31 – Fatura <i>Shopping A</i>	56
Figura 32 – Fatura <i>Shopping B</i>	57
Figura 33 – Detalhe da cobertura <i>shopping A</i>	58
Figura 34 – Área da cobertura <i>Shopping A</i>	59
Figura 35 – Área da cobertura do <i>Shopping B</i>	60
Figura 36 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 1.	69
Figura 37 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 2.	70
Figura 38 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 3.	72
Figura 39 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 4.	73
Figura 40 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 5.	75
Figura 41 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 6.	77
Figura 42 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 6A.	78
Figura 43 – Área extra para instalação dos painéis – Consumidor A.	79
Figura 44 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 7.	80
Figura 45 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 7A.	81
Figura 46 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 8.	83
Figura 47 – Gráfico de retorno de investimento (<i>Pay-Back-Time</i>) – Cenário 8A.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica – GWh	18
Tabela 2 – Exemplo de Classificação de Sistemas Fotovoltaicos.....	49
Tabela 3 – Custo de Disponibilidade da rede para cada grupo consumidor.	52
Tabela 4 – Taxas e Tarifas – Grupo A4 Horossazonal Modalidade Tarifária Verde..	58
Tabela 5 – Potências estimadas pela eficiência da tecnologia fotovoltaica – Consumidor A.....	62
Tabela 6 – Potências estimadas pela eficiência da tecnologia fotovoltaica – Consumidor B.....	62
Tabela 7 – Potências estimadas pelas dimensões dos módulos – Consumidor A....	63
Tabela 8 – Potências estimadas pelas dimensões dos módulos – Consumidor B....	63
Tabela 9 – Potencial de geração de energia elétrica, valores anuais – Consumidor A.	64
Tabela 10 – Potencial de geração de energia elétrica, valores anuais – Consumidor B.....	64
Tabela 11 – Economia média mensal estimada – Consumidor A.	64
Tabela 12 – Economia média mensal estimada – Consumidor B.	65
Tabela 13 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência internacional (US\$/Wp).	65
Tabela 14 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência nacional (US\$/Wp).....	66
Tabela 15 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência nacional (R\$/Wp).....	66
Tabela 16 – Investimento estimado dos SFVCR – Consumidor A.	66
Tabela 17 – Investimento estimado dos SFVCR – Consumidor B.	67
Tabela 18 – Remuneração dos Depósitos de Poupança entre 11/12/2013 a 27/01/2014.	70
Tabela 19 – Reajuste Médio de Tarifas pela concessionária Copel entre 1999 a 2013.	70
Tabela 20 – Economia mensal estimada – Cenário 2.....	70
Tabela 21 – Reajuste Médio de Tarifas pela concessionária Copel entre 1999 a 2012.	73

Tabela 22 – Economia mensal estimada – Cenário 4.....	73
Tabela 23 – Preço estimado do kWh – Cenário 5.....	74
Tabela 24 – Geração estimada com perda de eficiência de 0,65% ao ano – Cenário 5.	75
Tabela 25 – Economia Mensal estimada – Cenário 5.....	75
Tabela 26 – Gastos anuais estimados – Cenário 5.....	75
Tabela 27 – Gastos anuais estimados ajustados – Cenário 6A.	78
Tabela 28 – Gastos anuais estimados – Cenário 7.....	80
Tabela 29 – Gastos anuais estimados ajustados – Cenário 7A.	81
Tabela 30 – Geração estimada com perda de eficiência de 0,65% ao ano – Cenário 8.	82
Tabela 31 – Economia Mensal estimada – Cenário 8.....	83
Tabela 32 – Gastos anuais estimados – Cenário 8.....	83
Tabela 33 – Gastos anuais estimados, corrigidos pela inflação – Cenário 8A.....	84

LISTA DE SIGLAS

DIF	Irradiação Difusa Horizontal
DNI	Irradiação Normal Direta
GD	Geração Distribuída
GHI	Irradiação Global Horizontal
Mtep	Milhões de Toneladas Equivalentes de Petróleo
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado

LISTA DE ACRÔNIMOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BIG	Banco de Informações da Geração
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro de Pessoa Jurídica
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRESEB	Centro de Referência de Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Britto
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes de Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	TEMA	16
1.1.1	DELIMITAÇÃO DO TEMA	16
1.2	PROBLEMA E PREMISSAS	16
1.3	OBJETIVOS	18
1.3.1	Objetivo geral	18
1.3.2	Objetivos específicos	18
1.4	JUSTIFICATIVA	19
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	22
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2	SITUAÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA	24
2.1	MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	24
2.1.1	Matriz Elétrica Brasileira	25
2.2	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	27
2.2.1	Histórico	27
2.2.2	Sistema Interligado Nacional (SIN)	28
3	FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO BRASIL	29
3.1	BIOMASSA	30
3.2	ENERGIA EÓLICA	31
3.3	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs)	31
3.4	ENERGIA SOLAR	32
3.4.1	Radiação Solar	33
3.4.2	Energia Solar Fototérmica	37
3.4.3	Arquitetura Bioclimática	38
3.4.4	Energia Solar Fotovoltaica	39
3.4.4.1	Efeito Fotovoltaico	40
3.4.5	Tipos de Células Fotovoltaicas	41
3.4.5.1	Silício Cristalino (<i>c-Si</i>)	43
3.4.5.1.1	Silício monocristalino (<i>m-Si</i>)	44
3.4.5.1.2	Silício policristalino (<i>p-Si</i>)	45
3.4.5.2	Silício Amorfo Hidrogenado (<i>a-Si</i>)	45
3.4.5.3	Telureto de Cádmio (<i>CdTe</i>)	47
3.4.5.4	Disseleneto de Cobre (gálio) e Índio (<i>CIS</i> e <i>CIGS</i>)	48
3.4.6	Sistemas Fotovoltaicos (SFV)	49
3.4.6.1	Sistemas isolados (SFVI)	49

3.4.6.2	Sistemas conectados à rede elétrica (SFVCR):.....	50
3.4.7	Resolução Normativa N° 482.....	51
4	ANÁLISE DO CONSUMIDORES.....	54
4.1	Caracterização da Coleta de Dados.....	54
4.1.1	Dados de Radiação Solar.....	54
4.1.2	Análise da fatura dos Consumidores.....	55
4.1.3	Levantamento da Área da Cobertura.....	58
5	PROJETO.....	61
5.1	Inclinação, Orientação e Premissas.....	61
5.2	Cálculo de Radiação e Geração de Energia Fotovoltaica.....	61
5.3	Estimativa de Custos.....	65
6	ANÁLISE DE RESULTADOS.....	68
6.1	Primeiro Cenário.....	68
6.2	Segundo Cenário.....	69
6.3	Terceiro Cenário.....	71
6.4	Quarto Cenário.....	72
6.5	Quinto Cenário.....	74
6.6	Sexto Cenário.....	76
6.6.1	Sexto Cenário – Variação A.....	77
6.7	Sétimo Cenário.....	78
6.7.1	Sétimo Cenário – Variação A.....	80
6.8	Oitavo Cenário.....	82
6.8.1	Oitavo Cenário – Variação A.....	84
7	CONCLUSÃO.....	86
	REFERÊNCIAS.....	88
	ANEXOS.....	94

1 INTRODUÇÃO

Novas alternativas de produção de energia são procuradas por um mundo que não vive sem energia elétrica. Não apenas, são necessárias fontes com grande potencial para suprir uma demanda cada vez maior, mas também fontes que degradem o meio ambiente da maneira mais branda possível.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2013, que toma 2012 como ano base, o consumo final de eletricidade seguiu a tendência dos últimos anos e manteve crescimento, como pode ser visto na Figura 1.

Valores em TWh	2012	2011
E. Elétrica Disponibilizada ¹	592,8	567,6
Consumo final	498,4	480,1
Perdas (comerciais + técnicas)	94,4	87,5
Perdas (%)	15,9	15,4

¹ Oferta Interna de Energia Elétrica

Figura 1 - Comparação do consumo de energia elétrica no Brasil em 2011 e 2012.
Fonte: EPE (2013).

A energia de origem hidráulica predomina na Matriz Elétrica Brasileira. A utilização de novas fontes é benéfica e há a preocupação em diversificar a matriz, diminuindo o predomínio hidrelétrico. Apesar da energia hidrelétrica ser uma fonte renovável, a construção de uma usina deste tipo, com o alagamento de grandes áreas, causa alteração na fauna, flora e microclima da região (EPE, 2013).

Maior a demanda, maior a preocupação com o meio ambiente e maior a preocupação com a diversificação da matriz elétrica nacional, que levam à busca por fontes alternativas na geração de energia elétrica no Brasil. Dentre as opções existentes, a energia solar surge como uma ótima opção, tanto para pequenos quanto para grandes consumidores de energia elétrica. Devido a sua atuação local, a partir da instalação de painéis fotovoltaicos, como a geração distribuída, podem-se reduzir os custos com a transmissão e distribuição, além do impacto substancialmente menor ao meio ambiente quando comparado à geração por outras fontes, como hidrelétrica, térmica ou nuclear.

1.1 TEMA

Energia Solar Fotovoltaica.

1.1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Estudo de viabilidade para implantação de geração fotovoltaica em *shopping centers* na região de Curitiba.

1.2 PROBLEMA E PREMISAS

O estudo sobre a energia fotovoltaica vem desde 1839 quando Edmond Becquerel verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz. Mas somente em 1954 a primeira célula solar oficialmente apresentada foi na reunião anual da *National Academy of Sciences* e tinha eficiência de 6% (VALLÊRA, M.; BRITO, C, 2006). Atualmente os módulos fotovoltaicos presentes no mercado apresentam em média 15% de eficiência, variando de acordo com os aspectos construtivos de cada módulo (NEUMANN, O. et al. 2012).

Com a melhora da eficiência, os módulos fotovoltaicos passam a ser uma opção mais viável economicamente. Com a premissa do desenvolvimento sustentável, tema em voga nos últimos anos devido à preocupação com os danos já causados e os danos que estão por vir ao meio ambiente, tem-se no painel fotovoltaico uma boa opção, devido a não emissão de poluentes durante sua vida útil.

Para a realização do estudo de viabilidade em plantas que utilizam fonte solar fotovoltaica, é necessário verificar o potencial de irradiação no local onde será

implantado o painel. O Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira, et al. 2006) mostra os valores de irradiação para todo o território nacional, conforme a Figura 2.

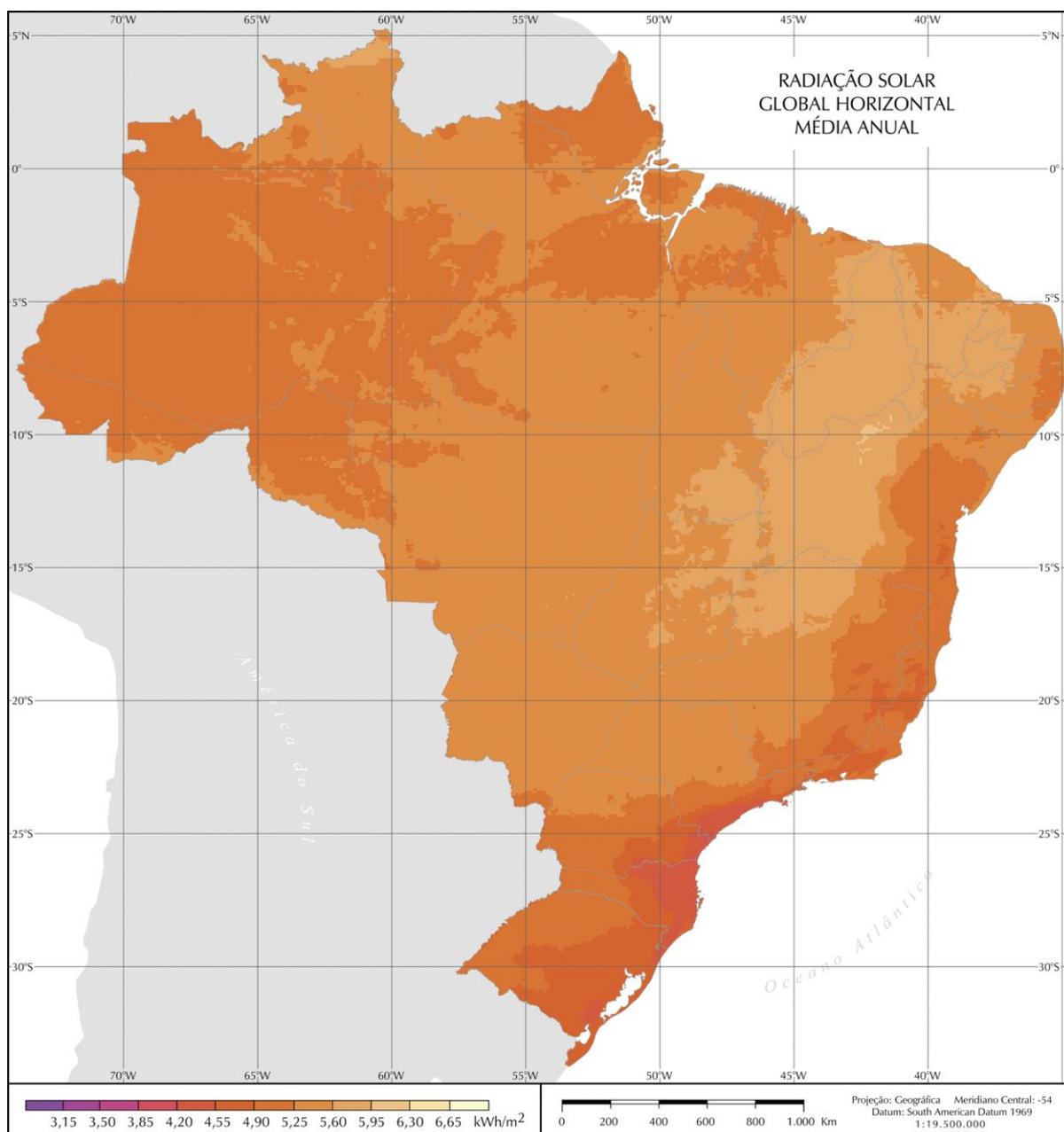


Figura 2 – Distribuição da Radiação Solar no Brasil.
Fonte: Pereira, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. 2006.

As perdas de energia elétrica no sistema de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) estão em constante crescimento conforme representado na Tabela 1 onde são mostrados também os valores de consumo de energia elétrica no Brasil.

Tabela 1 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica – GWh

Brasil - Consumo de Energia Elétrica - GWh										
	Mesmo Mês					Acumulado - 12 Meses				
	Nov/11		Nov/12		Evolução	Dez/10 - Nov/11		Dez/11 - Nov/12		Evolução
	GWh	%	GWh	%	%	GWh	%	GWh	%	%
Industrial	15.484	35,3	15.508	34,6	0,2	183.530	35,1	184.021	33,9	0,3
Comercial	6.208	14,2	7.059	15,8	13,7	73.346	14,0	78.688	14,5	7,3
Perdas	7.453	17,0	6.127	13,7	-17,8	93.213	17,8	94.891	17,5	1,8

Fonte: Adaptado do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico, MME, 2012.

As perdas totais do sistema em 12 meses foram de 94891 *GWh*, um aumento de 1,8% comparado com os 12 meses anteriores.

Essas perdas podem ser diminuídas com os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCRs), pois contribuem para diminuição nos custos com a transmissão e distribuição e também quanto as perdas, pelo fato dos SFVCRs poderem serem instalados sobre a cobertura da edificação, próximo ao ponto de consumo, como forma de geração distribuída (GD).

1.3OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Estudar a viabilidade para implantação de geração fotovoltaica em grandes consumidores comerciais de energia elétrica na região de Curitiba, especificamente em *shopping centers*.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Fazer o levantamento bibliográfico relacionadas ao tema do TCC;
2. Pesquisar sobre normas, regulamentação, funcionamento dos painéis solares fotovoltaicos;

3. Conhecer a instalação elétrica de cada *shopping* que será estudado;
4. Analisar a fatura das instalações, e verificar qual SFV é mais adequado para cada instalação;
5. Analisar o horário de funcionamento;
6. Elaborar projeto preliminar para a implantação de SFVCR, para cada *shopping* em estudo;
7. Avaliar a energia elétrica consumida e demandada em horários de ponta e fora de ponta;
8. Fazer estudo de viabilidade para a implantação do sistema fotovoltaico;
9. Estudar os impactos na fatura dos consumidores analisados com os novos valores de energia elétrica estimada, com a implantação do SFVCR.

1.4 JUSTIFICATIVA

A matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente pela energia proveniente de usinas hidrelétricas. Em 2011, 81,7% da energia elétrica gerada no Brasil era de origem hidráulica (MME, 2012). Há a preocupação de se ter cada vez mais diferentes fontes de energia renovável, para que a matriz energética seja diversificada, não dependendo quase que exclusivamente de uma fonte energética, evitando futuros problemas com apagões e racionamentos de energia elétrica.

A implantação de usinas hidrelétricas impactam fortemente no meio ambiente, sendo alvo de uma legislação bastante rígida. Além do tempo que envolve a obra para a construção de uma usina hidrelétrica, há ainda o tempo envolvido no licenciamento ambiental exigido. O processo de construção destas usinas só pode ser iniciado após a aprovação perante as leis ambientais brasileiras, o que pode impedir ou atrasar a construção da nova usina. O licenciamento ambiental é considerado um grande ofensor ao crescimento da capacidade de geração de energia elétrica, afetando fundamentalmente os prazos das obras que envolvem a construção de uma usina (ESCRITÓRIO DO BANCO MUNDIAL NO BRASIL, 2008). Estabelece-se que o processo de licenciamento divide-se em três fases: Licença

Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação, o que torna o processo ainda mais moroso. (CONAMA nº 06/87, artigo 4º, p. 663).

A construção de usinas de grande porte não se dá próxima aos grandes centros consumidores, aumentando os gastos com a transmissão da energia gerada, uma vez que se faz necessária a construção de longas linhas de transmissão, e quanto mais longas as linhas, maiores as perdas de energia. O conceito de geração distribuída (GD) se aplica a este trabalho. A Geração Distribuída, consiste na geração de energia elétrica próxima ao consumidor, economizando investimentos em transmissão e reduzindo as perdas já citadas (INEE, 2013).

A energia solar é uma fonte de energia renovável e os painéis solares fotovoltaicos para a geração de energia elétrica são de fácil instalação, reduzindo o tempo para implantação do sistema.

Também porque a energia solar no território brasileiro tem elevado potencial para sua conversão em energia elétrica, com irradiação global média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano. Para efeito de comparação, em países que exploram esta fonte há mais tempo, como Alemanha e Espanha, os valores variam, respectivamente, nas faixas 900-1.250 e 1.200-1.850 kWh/m²/ano. (PDE, 2012, p.90). Na Figura 3, são apresentados os mapas de radiação solar de Alemanha, Brasil e Espanha para efeito comparativo. Também é possível observar na Figura 3 a dificuldade que existe ao fazer a comparação desses mapas de diferentes autores, organizações e instituições. Pois eles não baseados no mesmo esquema de cores o que pode levar a conclusões erradas.

Global irradiation and solar electricity potential

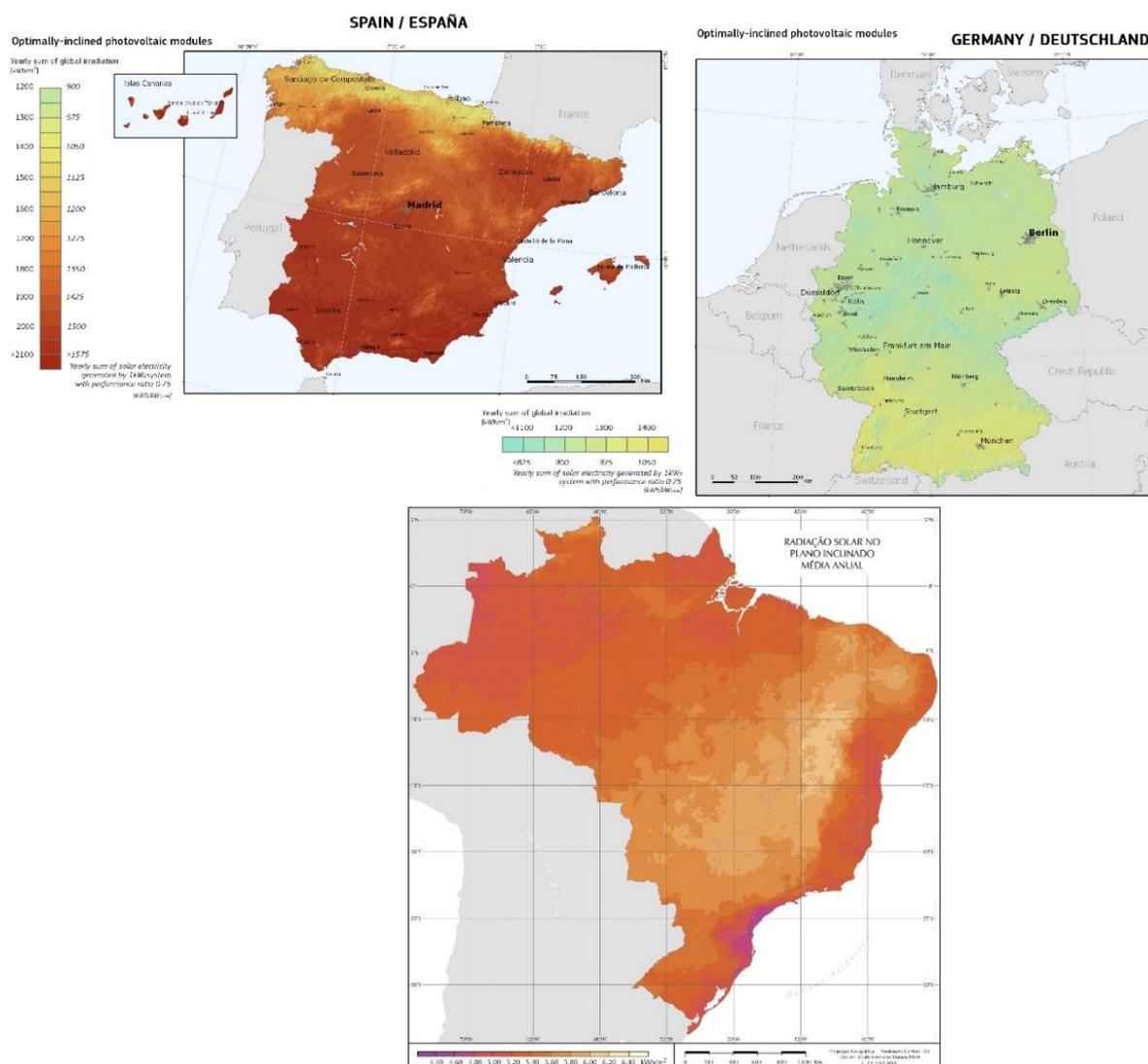


Figura 3 – Comparativo de Radiação Solar, Espanha x Alemanha x Brasil.
 Fonte: Adaptado de EUROPEAN COMMISSION (2012); Pereira (2006).

Os consumidores a serem analisados serão *shopping centers*, que tem alto consumo de energia elétrica durante o período de incidência solar, sendo grande parte deste consumo devido ao uso de ar-condicionado e iluminação. Esta característica faz dos SFVCR uma boa opção, uma vez que dependem somente da incidência de raios solares para a geração de energia elétrica, proporcionando a inserção de uma energia renovável.

Somando-se as dificuldades envolvidas na geração de energia hidroelétrica à facilidade da utilização dos painéis fotovoltaicos, juntamente à coincidência entre o pico de carga em *shopping centers* e o momento em que a energia solar é

produzida, quer verificar-se a real viabilidade da implantação de geração fotovoltaica em grandes consumidores comerciais de energia elétrica.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O trabalho será realizado em três etapas. A primeira consiste em estudar os aspectos dos painéis solares fotovoltaicos.

A segunda se dará com a visita aos consumidores. Nesse processo serão analisadas as estratégias de energia já utilizadas pelos consumidores através de suas faturas de energia elétrica, e verificar de que maneira a geração fotovoltaica poderá auxiliar na geração de energia elétrica total e na sua respectiva redução.

A terceira será verificar a viabilidade do projeto, e análise dos resultados obtidos, com as respectivas conclusões sobre a pesquisa.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho será composto por 8 capítulos:

1. Introdução: apresentação da proposta, definição do tema, problemas e premissas, objetivos, justificativa, procedimentos metodológicos, estruturação do trabalho e cronograma.
2. Revisão bibliográfica, situação energética brasileira.
3. Revisão bibliográfica, fontes alternativas de energia.
4. Análise do consumidor: busca de detalhes técnicos em cada consumidor e apresentação desses dados para serem analisados para a viabilidade de cada projeto.
5. Projeto: estudo do SFVCR a ser implantado em cada consumidor, analisando a estimativa de energia elétrica gerada.

6. Análise de resultados: verificação dos valores economizados de energia elétrica com a implantação do SFVCR, e o respectivo impacto na fatura de energia elétrica do consumidor.
7. Conclusão, dificuldades e temas futuros: conclusões acerca de cada projeto elaborado, dificuldades encontradas na realização do trabalho e sugestão de tema para trabalhos futuros.
8. Referências: relação das fontes de consulta, para a realização do trabalho.

2 SITUAÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA

As características geográficas brasileiras e fatores econômicos e históricos moldaram com o passar dos anos a situação energética atual no Brasil. Com as boas condições que o país dispõe para a instalação de usinas hidrelétricas, é natural que a produção majoritária de energia elétrica seja proveniente de quedas d'água. Porém, como já abordado neste trabalho, a diversificação da matriz elétrica é uma preocupação; novas fontes de geração de eletricidade vêm sendo inseridas à Matriz Elétrica Brasileira.

Nos últimos anos, o poder de compra do brasileiro aumentou (Néri, 2008). Esta pode ser uma das justificativas ao aumento do consumo de eletricidade em residências. Somando-se isso ao crescimento da indústria, sendo necessária, assim, expansão do sistema elétrico brasileiro, o que gerou também sua reestruturação para a atual configuração.

2.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabora e publica anualmente o Balanço Energético Nacional (BEN), seguindo a tradição do Ministério de Minas e Energia. O BEN tem por finalidade apresentar a contabilização relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia.

Em 2012, a oferta interna de energia (total de energia demandada no país) aumentou 11,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), alcançando uma taxa de crescimento de 4,1% e atingindo 283,6 Mtep em relação a 2011. Isto se deveu principalmente à redução na oferta interna de biomassa da cana, notadamente do etanol, e de hidroeletricidade. Também notou-se a redução da proporção de renováveis na matriz energética. Contudo, essa participação manteve-

se em patamar muito elevado, de 42,4%, quando comparado à média mundial, calculada em 13,2% pela Agência Internacional de Energia (EPE, 2013).

2.1.1 Matriz Elétrica Brasileira

A Matriz Elétrica é o retrato da oferta interna de energia elétrica por fonte. No Brasil, o predomínio da geração hidráulica se dá há muitos anos, evidenciado na Figura 4, num gráfico comparativo entre as potências instaladas de 4 fontes de energia elétrica: hidrelétrica, nuclear, térmica e eólica. O potencial técnico de aproveitamento da energia hidráulica do Brasil está entre os cinco maiores do mundo; o país tem 12% da água doce superficial do planeta e condições adequadas para exploração. O potencial hidrelétrico é estimado em cerca de 260 GW, contudo, apenas 63% do potencial foi inventariado. A Região Norte, em especial, tem um grande potencial ainda por explorar (ANEEL, 2008).

Na Figura 4, está representada em forma de gráfico a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil.

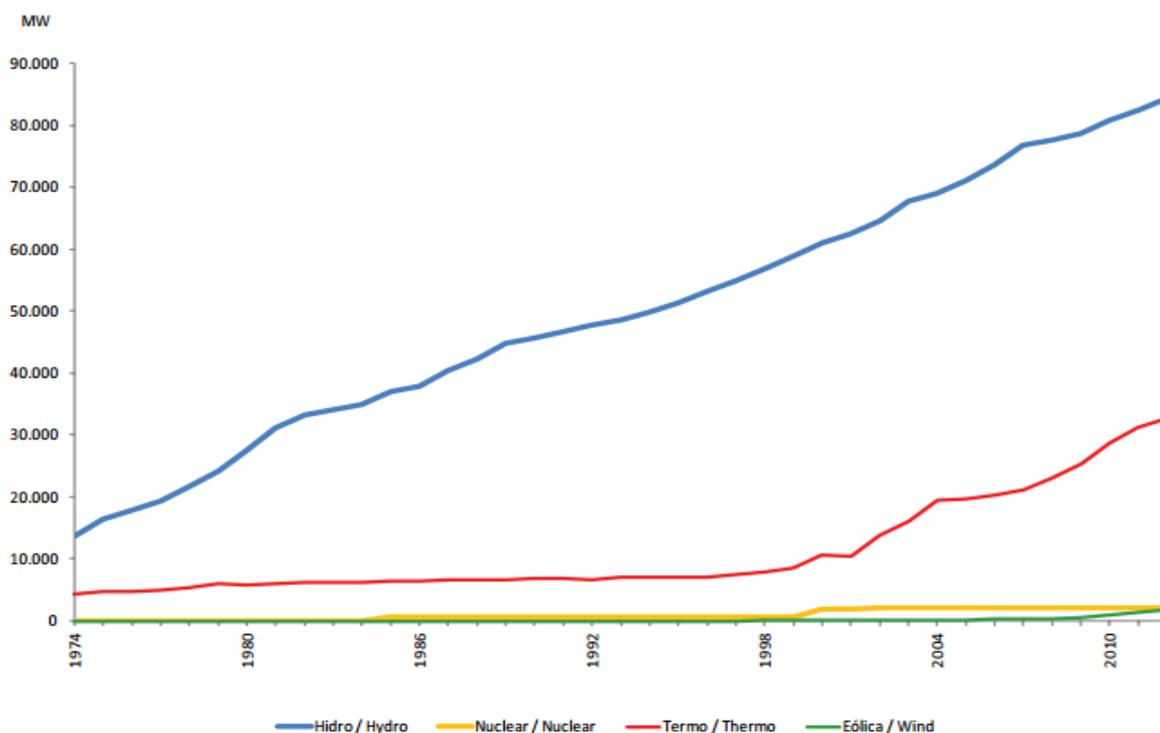


Figura 4 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil.
Fonte: EPE. Balanço Energético Nacional 2013.

O Balanço Energético Nacional 2012 apontou um aumento de 1.835 MW na potência instalada do parque hidrelétrico, entretanto, a oferta de energia hidráulica reduziu-se em 1,9% devido às condições hidrológicas observadas em 2012. Em função da menor oferta hídrica, houve recuo da participação das fontes renováveis na matriz elétrica, de 88,9% em 2011 para 84,5% em 2012. A potência eólica atingiu 1.894 MW, dobrando a fatia desta fonte na matriz elétrica nacional (EPE, 2013).

Houve um aumento do consumo final de eletricidade de 3,8%, puxado pelas famílias e pelo setor de serviços, que foi atendido com aumento da geração térmica convencional, especialmente das usinas movidas a gás natural, cuja participação na matriz cresceu de 4,4% para 7,9%. Como decorrência houve aumento das perdas na transformação, pois o rendimento da planta térmica na conversão para eletricidade é bastante inferior ao da usina hidrelétrica (EPE, 2013).

Na Figura 5 são comparados os gráficos da Matriz Elétrica Brasileira em 2011 e 2012.

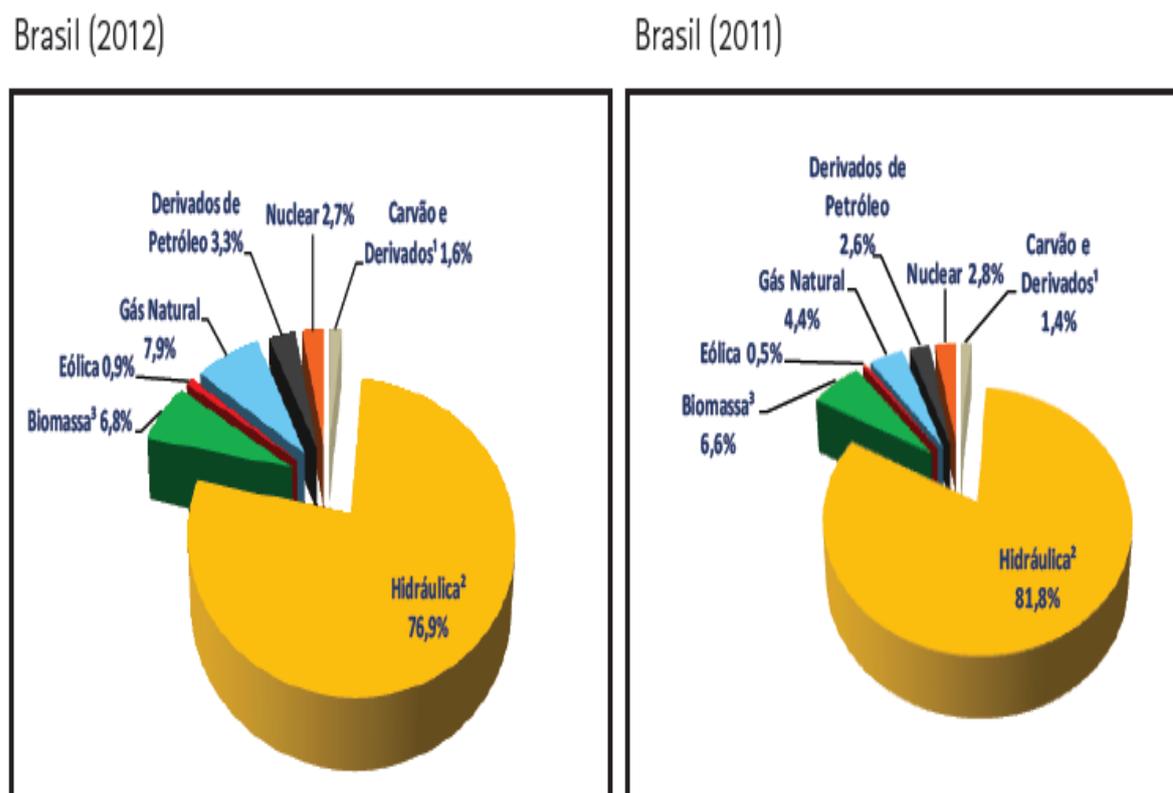


Figura 5 – Comparação dos gráficos da Matriz Elétrica Brasileira em 2011 e 2012.
Fonte: EPE. Balanço Energético Nacional 2013.

2.2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.2.1 Histórico

Durante a década de 1990 o sistema elétrico brasileiro passou por uma série de mudanças. Leis foram criadas para reorganizar, reformular e regular o setor elétrico.

Em 1993, a Lei 8.631 reorganizou econômica e financeiramente as empresas, dando a partida para que a indústria da energia elétrica se reestruturasse. Em 1995, a Lei 8.987, também conhecida como Lei de Concessões dos Serviços Públicos, e a Lei 9.074 reformularam o setor elétrico; elas estabeleceram as bases para um novo modelo institucional. Ao mesmo tempo, privatizações e a atração de capitais privados reestruturaram e fizeram expandir o setor. (ONS, 2013).

No ano seguinte, o Decreto 2003 passou a regular a atuação dos Produtores Independentes e Autoprodutores e a Lei 9.427, que regulamenta e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Em 1997 e 1998, novas regulamentações foram criadas, instituindo o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Poder Executivo promoveu a reestruturação da ELETROBRÁS. A Lei 9648, de 1998, previu a segmentação setorial e definiu a abertura progressiva à competição de mercados. (ONS, 2013).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi criado em 1998, com o intuito de proteger o consumidor em termos de preços, promover o aproveitamento racional de energia, garantir a qualidade e oferta de produtos, proteger o Meio Ambiente, incrementar o uso de fontes renováveis de energia, promover a livre concorrência, ampliar a competitividade, atrair capitais para a produção de energia, entre outros. E desde 1999, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) é a entidade que planeja a expansão do sistema elétrico. (ONS, 2013).

2.2.2 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte e integra mais de 90% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do Brasil (tanto a energia oriunda de fonte internas quanto de importações). O ONS coordena e controla a operação do SIN, a partir das companhias geradoras e transmissoras, sob regulação e fiscalização da ANEEL (ONS, 2013).

O Sistema Integrado tem operação coordenada, o que possibilita a troca de energia elétrica entre regiões, fato importante em função do predomínio da geração a partir de usinas hidrelétricas que se localizam em regiões com diferentes regimes hidrológicos. Períodos de seca e períodos chuvosos podem ocorrer simultaneamente no Brasil, interferindo diretamente na produção de energia elétrica e a partir do Sistema Elétrico Nacional essa questão pode ser solucionada através do intercâmbio energético, enviando energia elétrica de uma região que produza em excesso para uma região que sofra de escassez (ONS, 2013).

Na região Norte há também Sistemas Isolados, assim denominados por não estarem ligados ao SIN e, conseqüentemente, não participar do intercâmbio energético. Estes sistemas, predominantemente abastecidos por usinas térmicas movidas a óleo combustível, atendem a uma pequena parcela da população brasileira. Em 2008, os Sistemas Isolados correspondiam a 3,4% do total da energia elétrica produzida no país (ONS, 2013).

3 FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO BRASIL

Fontes alternativas de energia podem substituir uma fonte que apresente limitações de uso, por restrições de ordem econômica e/ou técnica. A energia elétrica proveniente das usinas hidrelétricas é a parcela mais significativa na Matriz Elétrica Brasileira e apesar de ser uma fonte renovável e limpa, grandes impactos ambientais são causados na geração desta energia, em função do alagamento de grandes áreas. Estudos mostram que gases do efeito estufa, principalmente o Metano, são emitidos para atmosfera em consequência dos processos de degradação anaeróbica da matéria orgânica que ocorrem em áreas alagadas. Além disso, as principais bacias hidrográficas brasileiras com capacidade de geração hidroelétrica de alta densidade energética já estão praticamente esgotadas nos principais centros consumidores do país (ANEEL, 2008).

A Matriz Elétrica brasileira é majoritariamente composta por energias renováveis. No último BEN publicado pelo EPE notou-se um aumento da geração térmica, mas apesar disso, o setor elétrico brasileiro emitiu, em média, apenas 82 kg de CO₂ para produzir 1 MWh. É um índice ainda muito baixo quando se estabelecem comparações internacionais. Os setores elétricos americano e chinês emitem, respectivamente, 7 e 11 vezes mais, por exemplo (EPE, 2013).

Somando-se estes pontos à preocupação em diversificar a matriz elétrica brasileira, há grande incentivo, inclusive do governo brasileiro, em aumentar a geração de energia elétrica a partir de outras fontes.

O Programa de Incentivo às Fontes de Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado pelo Governo Federal em 26 de abril de 2002 pela Lei 10.438 e é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O intuito é promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica (MME, 2013).

3.1 BIOMASSA

Pode ser considerado biomassa todo recurso renovável que provém de matéria orgânica, seja de origem vegetal ou animal, tendo como objetivo principal a produção de energia. A biomassa é também uma forma indireta de aproveitamento da luz solar, a partir da conversão da radiação solar em energia química durante a fotossíntese, que é a base dos processos biológicos dos seres vivos (MMA, 2013).

Uma das principais vantagens da biomassa é que seu aproveitamento pode ser feito diretamente, por meio da combustão em fornos, caldeiras, etc. Para aumentar a eficiência e reduzir os impactos socioambientais no seu processo de produção, estão sendo desenvolvidas e aperfeiçoadas tecnologias de conversão mais eficientes como a gaseificação e a pirólise, também sendo comum a cogeração em sistemas que utilizam a biomassa como fonte energética (MMA, 2013).

Em termos de geração de energia elétrica, a biomassa vem sendo bastante utilizada, principalmente em sistemas de cogeração e no fornecimento de energia elétrica para demandas isoladas da rede elétrica. Em 2012, a geração de energia elétrica a partir da biomassa representou 6,8% do total, como visto na Figura 5.

Outra importante vantagem é que o aumento na sua utilização pode estar associado à redução no consumo de combustíveis fósseis, como o petróleo e seus derivados (MMA, 2013).

O Brasil, por possuir condições naturais e geográficas favoráveis à produção de biomassa, pode assumir posição de destaque no cenário mundial na produção e no uso como recurso energético, já que recebe intensa radiação solar ao longo do ano. Outro aspecto importante é que o Brasil possui grande quantidade de terras cultiváveis, tendo solo com boas características e condições climáticas favoráveis (MMA, 2013).

Existem diversas rotas para a biomassa energética, com grande variedade de fontes - que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas plantadas exclusivamente para a obtenção de biomassa. Com o melhor aproveitamento deste tipo de energia, é possível um incremento na geração de energia, principalmente para comunidades isoladas e que não são atendidas pelo sistema elétrico nacional (MMA, 2013).

3.2 ENERGIA EÓLICA

A migração das massas de ar é provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta e é a partir daí que a energia eólica é gerada. A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás do cata-vento. O giro das pás dá origem à energia mecânica, acionando o rotor do aereador, produzindo eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento (ANEEL, 2008).

Não existem informações exatas sobre o período em que este tipo de energia começou a ser utilizada, já que desde a Antiguidade dá origem à energia mecânica utilizada na movimentação dos barcos e em atividades econômicas básicas como bombeamento de água e moagem de grãos (ANEEL, 2008).

No Brasil, a produção de eletricidade a partir da fonte eólica chegou a 5.050 GWh em 2012, um aumento de 86,7% em relação ao ano anterior, quando se alcançou 2.705 GWh. Também em 2012, a potência instalada para geração eólica no país cresceu 32,6%. Segundo o Banco de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o parque eólico nacional cresceu de 1.423 MW, em 2011, para 1.886 MW, ao final de 2012, um aumento de 463 MW (EPE, 2013).

3.3 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs)

As PCHs são semelhantes às Usinas Hidrelétricas, porém em aspecto reduzido, o que implica em diferentes aspectos construtivos e operacionais, porém com o mesmo conceito.

Em função do porte menor, as PCHs tem menor tempo de implementação, reduzidos impactos ambientais, mais rápido retorno de investimento, além de incentivos legais.

A potência instalada determina o porte da Usina, a divisão é feita em três categorias principais: grande porte, médio porte e PCH. Segundo classificação da ANEEL, usinas com potência instalada entre 1 MW e 30 MW se encaixam na classificação de Pequena Central Hidrelétrica (ANEEL, 2003).

A ANEEL incentiva a utilização de PCHs, com resoluções elaboradas para admitir a energia gerada nas PCHs no sistema elétrico, isentando o empreendedor do pagamento das taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. Este benefício vale para as centrais que entraram em operação até 2003. As PCHs também são dispensadas de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos (PORTAL PCH).

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, publicado pela EPE em 2012, a capacidade instalada das PCHs no Brasil em 2011 era de 5GW, o que correspondia a 4% do total. Na Figura 6 vê-se a evolução prevista para a capacidade instalada das PCHs no Brasil para os próximos anos. A previsão é a manutenção deste percentual para 2015 e 2021, mantendo os 5GW instalados em 2015 e aumentando para 7GW instalados em 2021.

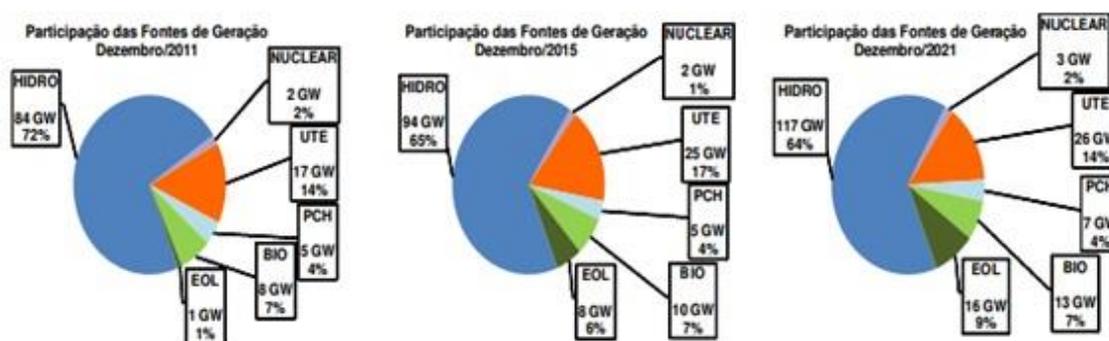


Figura 6 – Evolução da Capacidade Instalada por fonte de geração (GW e %)
Fonte: EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. 2012.

3.4 ENERGIA SOLAR

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, é inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz. A Terra recebe

anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra. O Sol também é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia, ou seja que em sua grande maioria são derivadas da energia do Sol. São formas indiretas de energia solar as seguintes fontes de energia: (ANEEL, 2005, p.29; CRESESB, 2004).

- Hidráulica: Devido a energia solar que se dá a evaporação, dando origem ao ciclo das águas.
- Biomassa: A partir da energia solar, que as plantas realizam a fotossíntese.
- Eólica: A radiação solar induz a circulação atmosférica que em larga escala causa os ventos.
- Combustíveis fósseis: Foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais, que obtiverem energia para seu desenvolvimento através da radiação solar. Também por causa das reações químicas que a matéria orgânica foi submetida, teve como sua fonte de energia o Sol.

A radiação solar também pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. A radiação solar sobre determinados materiais pode ser usada para conversão direta de energia elétrica, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico. (ANEEL, 2005, p.29; CRESESB, 2004).

3.4.1 Radiação Solar

O nosso planeta, em seu movimento anual em torno do Sol (translação), descreve em trajetória elíptica em um plano inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano, como pode ser visto na Figura 7. (CRESESB, 2004, p.23).

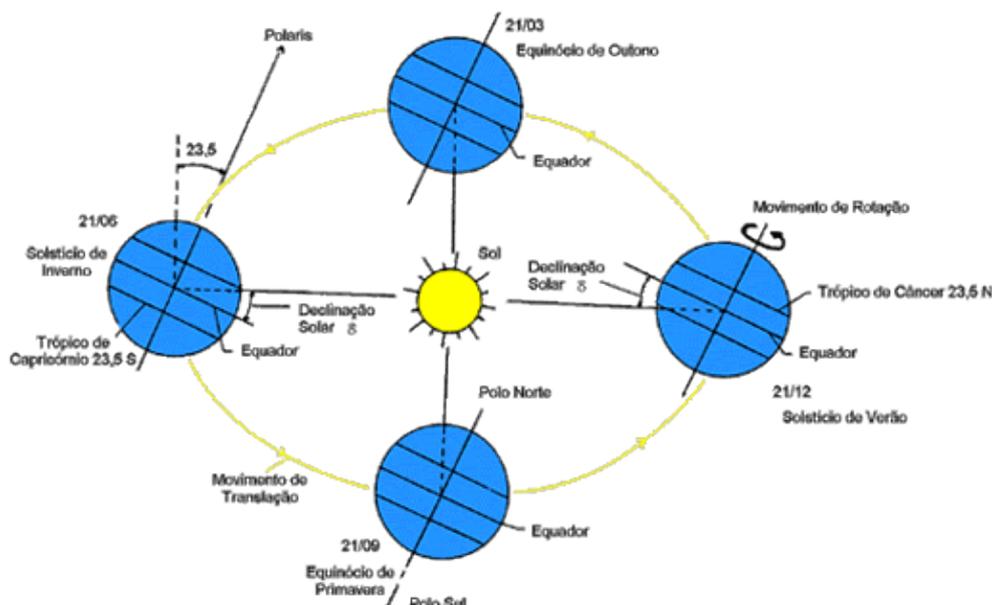


Figura 7 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S.

Fonte: CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2004.

Desse modo, a duração solar do dia¹ varia, em algumas regiões e períodos do ano, de zero hora (Sol abaixo da linha do horizonte durante o dia todo) a 24 horas (Sol sempre acima da linha do horizonte). A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo) é chamada de Declinação Solar² (δ).

A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia. Contudo, a maioria da população brasileira e as atividades socioeconômicas do País se concentram em regiões mais distantes do Equador.

Assim para maximizar o aproveitamento da radiação solar³, pode se ajustar a posição do coletor ou painel solar de acordo com a latitude local e o período do ano em que se requer mais energia. Na Figura 8, pode-se observar a radiação solar no Brasil. (ANEEL, 2005, p.30)

¹ Período de visibilidade do Sol ou de claridade (ANEEL, 2005, p.30).

² Declinação solar: Ângulo de vértice no centro da terra, formado pela semi-retas determinadas pela direção do sol e pelo plano do Equador. Faixa de variação: $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$. (NBR 10899:2006).

³ Radiação (solar): Forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas. (NBR 10899:2006).

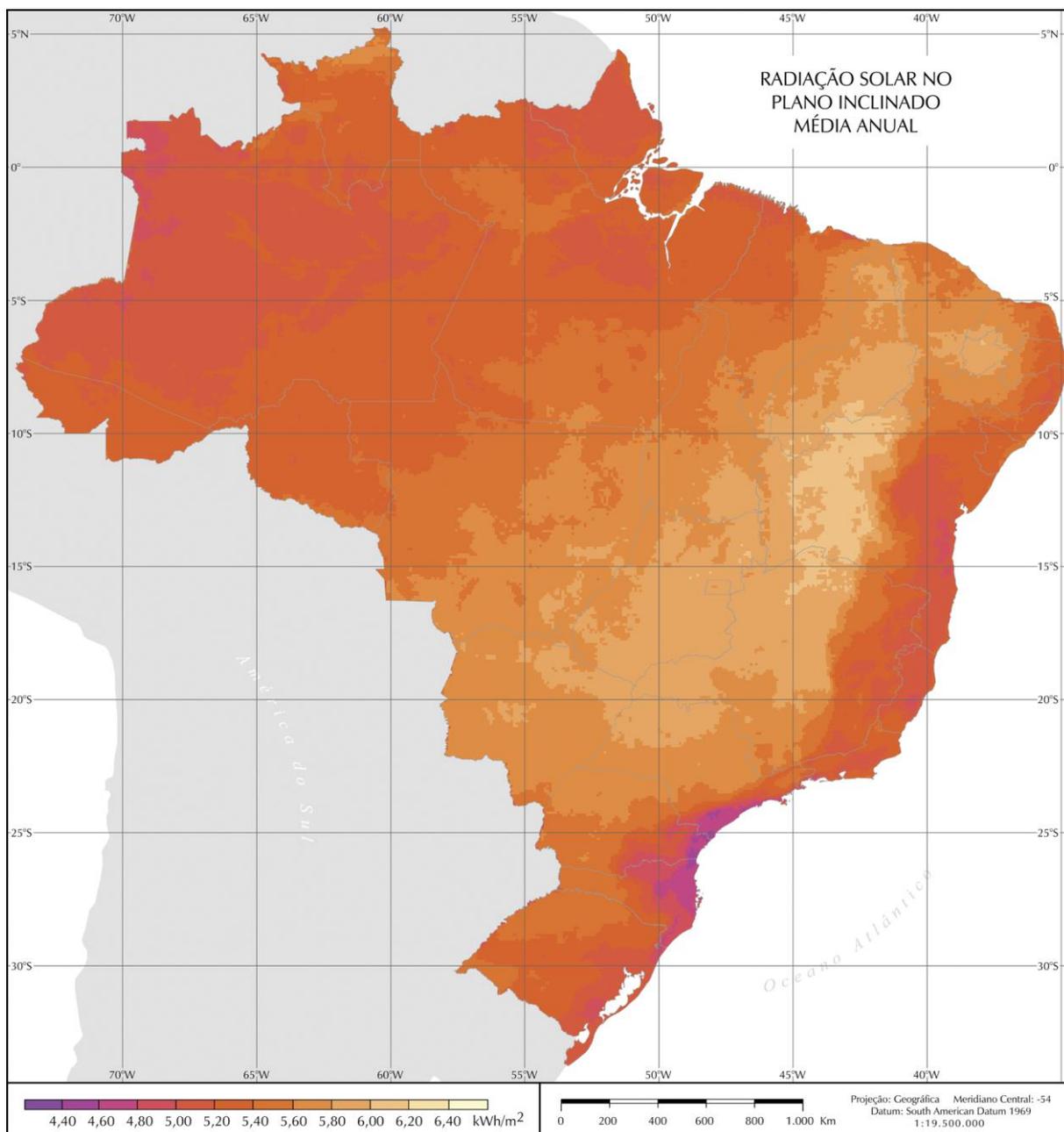


Figura 8 – Distribuição da Radiação Solar no Brasil.
Fonte: Pereira, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. 2006.

A Figura 9 representa os níveis da distribuição espectral da radiação solar fora da atmosfera terrestre e ao nível do mar.

A transmissão da energia do sol para a Terra se dá através de radiação eletromagnética, sendo que 97% da radiação solar está contida entre comprimentos de onda que variam entre 0,3 e 3,0 micrometro o que caracteriza como radiação de ondas curtas. Para a análise da irradiação na superfície terrestre é importante o conhecimento da intensidade da radiação e sua composição. (ELETROBRÁS, 1993, fontes alternativas de energia, p.1).

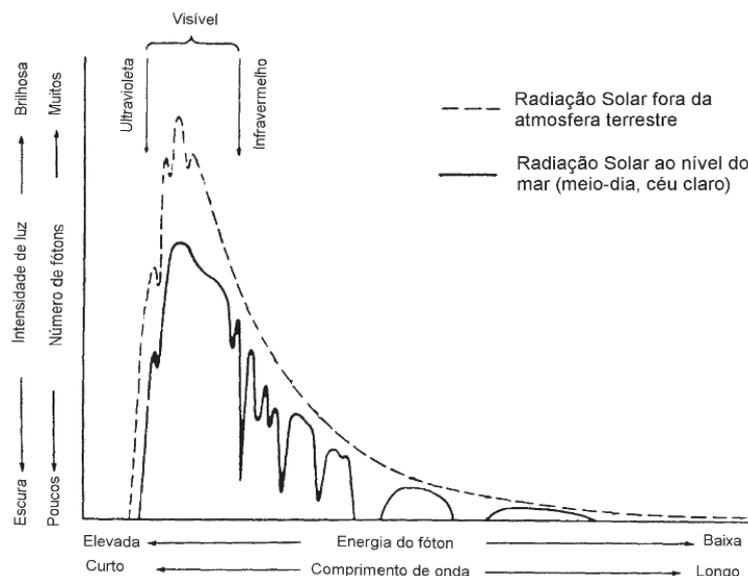


Figura 9 – Distribuição espectral da radiação solar.

Fonte: CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2004.

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) sofrem modificações. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, identificada por um coeficiente denominado "Massa de Ar" (AM)⁴, do ângulo Zenital⁵, representados na Figura 10. (CRESESB, 2004, p.27).

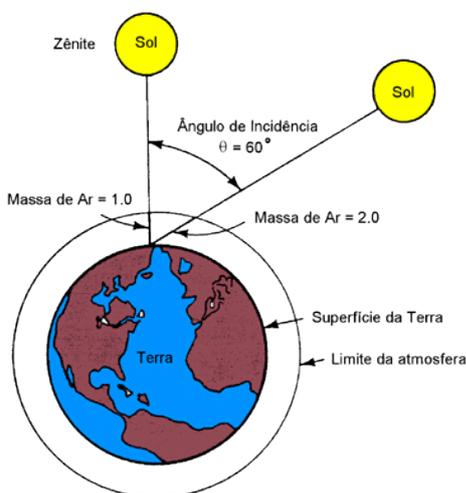


Figura 10 – Trajetória dos raios de Sol na atmosfera e definição do coeficiente de "Massa de Ar" (AM).

Fonte: CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2004.

⁴ Massas de ar (AM, do Inglês "Air Mass"): Razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar. $AM = 1/\cos\theta_z$ para $\theta_z \leq 70^\circ$ (NBR 10899:2006).

⁵ Ângulo zenital: Ângulo de vértice no observador, formado pelas semi-retas definidas pela direção do sol e a vertical, simbolizado por θ_z . (NBR 10899:2006).

3.4.2 Energia Solar Fototérmica

A energia solar fototérmica é dada pela quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo. Os equipamentos mais difundidos para a utilização dessa forma de energia são os coletores solares.

Os coletores solares são aquecedores de fluidos (líquidos ou gasosos). O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final (água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos, gases para acionamento de turbinas, etc.).

Na Figura 11 está representado esquematicamente um coletor solar.

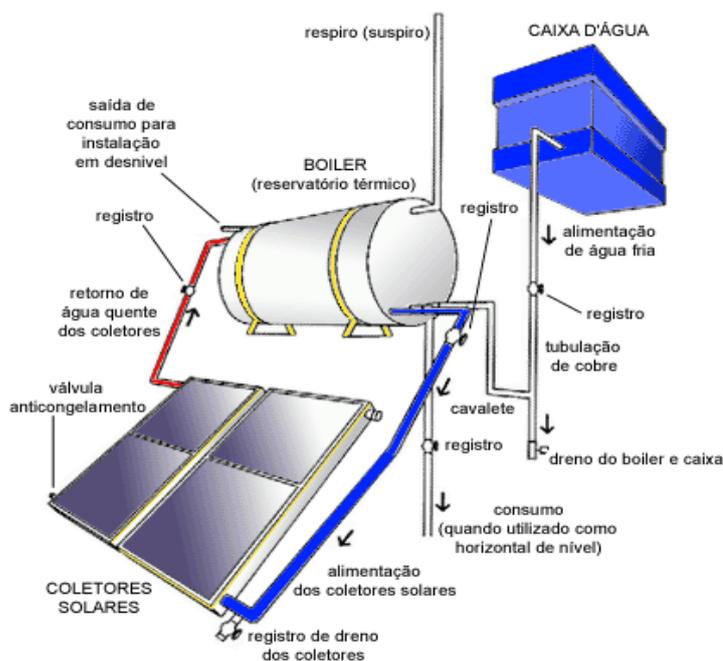


Figura 11 – Exemplo de coletor solar.
Fonte: Soletrol (2013).

Sistemas de médio e grande porte, utilizando concentração, começam a ser testados visando a aplicação na geração de energia elétrica. Nesse caso, o vapor ou reação química produzidos acionam turbinas. (CRESESB, 2004, p.17).

3.4.3 Arquitetura Bioclimática

Chama-se arquitetura bioclimática o estudo que visa harmonizar as construções ao clima e características locais, tirando partido da energia solar, através de correntes convectivas naturais e de microclimas criados por vegetação apropriada. É a adoção de soluções arquitetônicas e urbanísticas adaptadas às condições específicas (clima e hábitos de consumo) de cada lugar, com o desenvolvimento de equipamentos e sistemas que são necessários ao uso da edificação (aquecimento de água, circulação de ar e de água, iluminação, conservação de alimentos, etc.) utilizando, para isso, a energia que pode ser diretamente obtida das condições locais.

A intenção do uso da luz solar, que implica em redução do consumo de energia para iluminação, condiciona o projeto arquitetônico quanto à sua orientação espacial, quanto às dimensões de abertura das janelas e transparência na cobertura das mesmas. Por outro lado, a intenção de aproveitamento do calor proveniente do Sol implica seleção do material adequado de conteúdo energético baixo (isolante ou não, conforme as condições climáticas) para paredes, vedações e coberturas superiores, e orientação espacial, entre outros fatores. (CRESESB, 2004, p.17). A Figura 12 apresenta um exemplo de Arquitetura Bioclimática.



Figura 12 – Exemplo de arquitetura bioclimática.
Fonte: Fürst, O. (2012).

3.4.4 Energia Solar Fotovoltaica

Para o aproveitamento fotovoltaico, a de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (GHI), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF)⁶ e pela Irradiação Normal Direta (DNI)⁷, representadas na Figura 13. Em dias nublados, a principal parcela é a DIF, enquanto que em dias claros prevalece a DNI. (EPE, 2012). Na Figura 14 o aproveitamento solar é representado de maneira esquemática.

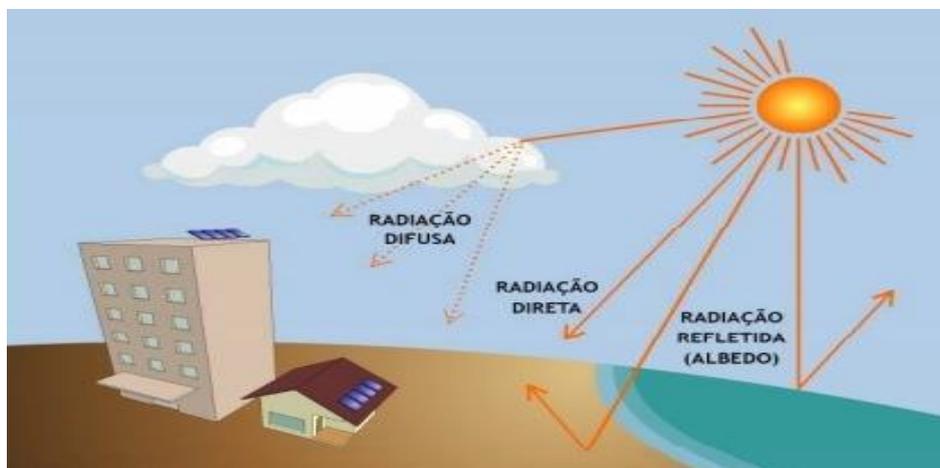


Figura 13 – Desenho Esquemático sobre as componentes da Radiação Solar.
Fonte: Viana, T. (2011).

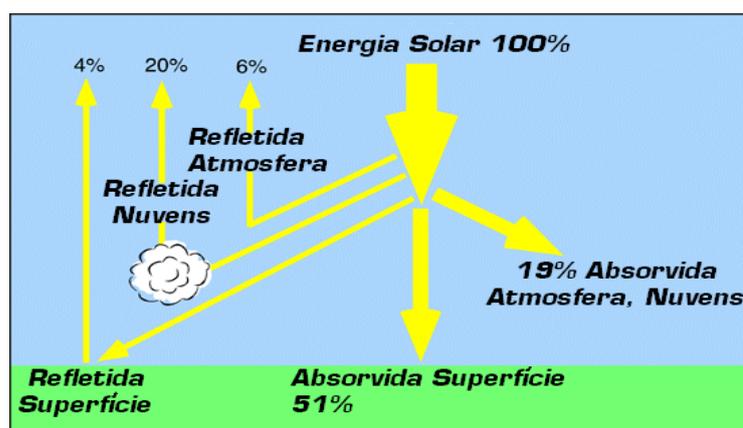


Figura 14 – Aproveitamento da Energia Solar.
Fonte: Electrónica (2013).

⁶ Parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera. (EPE, 2012).

⁷ Parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. (EPE, 2012).

As células fotovoltaicas convertem a energia solar diretamente em energia elétrica (corrente contínua), a geração direta via radiação solar é obtida através de células fotovoltaicas, constituídas por materiais semicondutores, dispostos em uma junção p-n. Quando a radiação solar incide sobre essas células ocorre o efeito fotovoltaico, que gera uma diferença de potencial entre a junção p-n. (ELETROBRÁS, 1993, p.13).

3.4.4.1 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico dá-se em materiais da natureza denominados semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra onde totalmente “vazia” (banda de condução).

Se uma junção p-n for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, será gerada uma corrente através da junção, assim criando uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades das camadas semicondutoras forem conectadas a um voltímetro, terá uma medição aferida em seu visor. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas, conforme apresentado na Figura 15. (CRESESB, 2006).

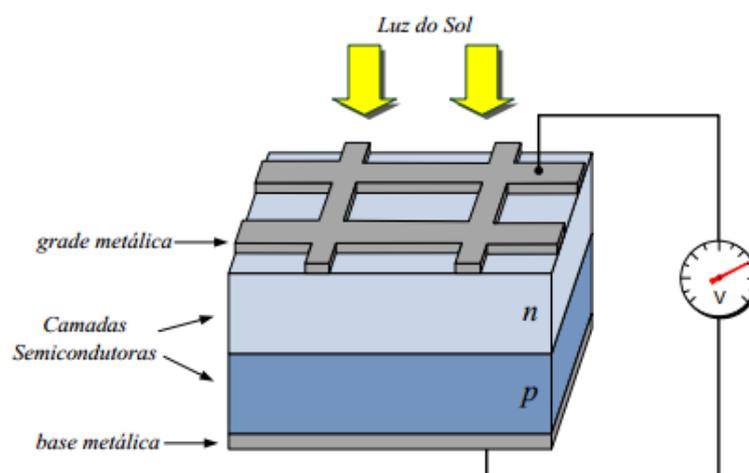


Figura 15 – Estrutura física simplificada da célula fotovoltaica e efeito fotovoltaico.
Fonte: Almeida, P. M. (2011).

3.4.5 Tipos de Células Fotovoltaicas

Para Rüther (2004, p.20) dentre os diversos semicondutores utilizados para a produ  o de células solares fotovoltaicas, são ordenados por ordem decrescente de maturidade e utiliza  o:

- Silício cristalino (*c-Si*);
- Silício amorfo hidrogenado (*a-Si:H* ou simplesmente *a-Si*);
- Telureto de cádmio (*CdTe*);
- Compostos relacionados ao disseleneto de cobre (gálio) e   ndio (*CuInSe₂* ou *CIS* e *Cu(InGa)Se₂* ou *CIGS*).

Na Figura 16 pode-se observar a sensibilidade ao espectro de luz, de acordo com a tecnologia fotovoltaica escolhida.

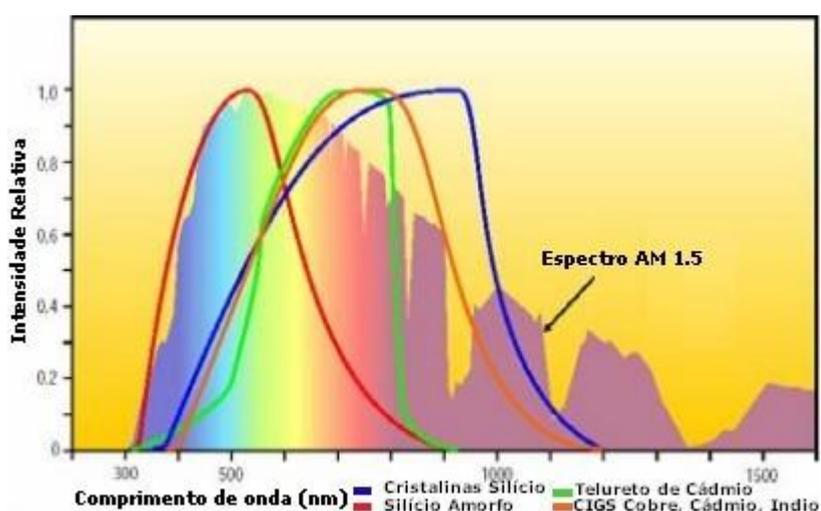


Figura 16 – Sensibilidade ao Espectro de Luz por tecnologia.

Fonte: Electrónica (2013).

Segundo Rüther (2004, p.21) as células fotovoltaicas são divididas em mais dois grupos, as de lâminas cristalinas e as de filmes finos. A única que utiliza de lâminas cristalinas (di  metro~10cm)    a de silício cristalino (*c-Si*), por ser relativamente espessa (300-400  m) limita em termos de redu  o o seu custo de produ  o. As demais utilizam a tecnologia de filmes finos que possuem espessura da ordem de 1  m, por isso essa tecnologia demonstra grande potencial de redu  o de custos. Os elementos que são ou altamente tóxicos (*Cd, Se, Te*), ou muito raros

(*Te, Se, Ga, In, Cd*), ou ambos, inicialmente se mostraram um obstáculo considerável ao uso mais intensivo destas tecnologias. Os painéis solares que possuem elementos tóxicos como *CdTe, CIS e CIGS* devem ser descartados de forma apropriada. (RÜTHER 2004, p.21).

A participação mundial de cada tecnologia fotovoltaica no período de 1999-2010 é representada na Figura 19, isso deve-se ao preço de cada tecnologia, de sua eficiência (Figura 17), de seu *energy pay-back time*⁸ (Figura 18).

Eficiência de Módulos e Células						
Tecnologia	Filme Fino				Lâminas Cristalinas	
	Silício Amorfo (a-si)	Telureto de Cádmio (CdTe)	Disseleneto de Cobre (gálio) e Índio (CIS e CIGS)	Microcristalino (μ Si)	Monocristalino	Policristalino
Eficiência da célula em STC*	5 - 7%	8 - 11%	7 - 11%	8%	16 - 19%	14 - 15%
Eficiência do Módulo					13 - 15%	12 - 14%
Área necessária por kW** (para módulos)	15 m ²	11 m ²	10 m ²	12 m ²	aproximadamente 7 m ²	aproximadamente 8 m ²

*Standard Testing Conditions (STC): 25°C, intensidade luminosa de 1000W/m² e massa de ar = 1,5
 **kW = kilowatt. Produtos e sistemas solares FV são classificados pela potência que geram em STC

Figura 17 - Eficiência das células e módulos.

Fonte: EPIA. Solar Generation V, sep. 2008

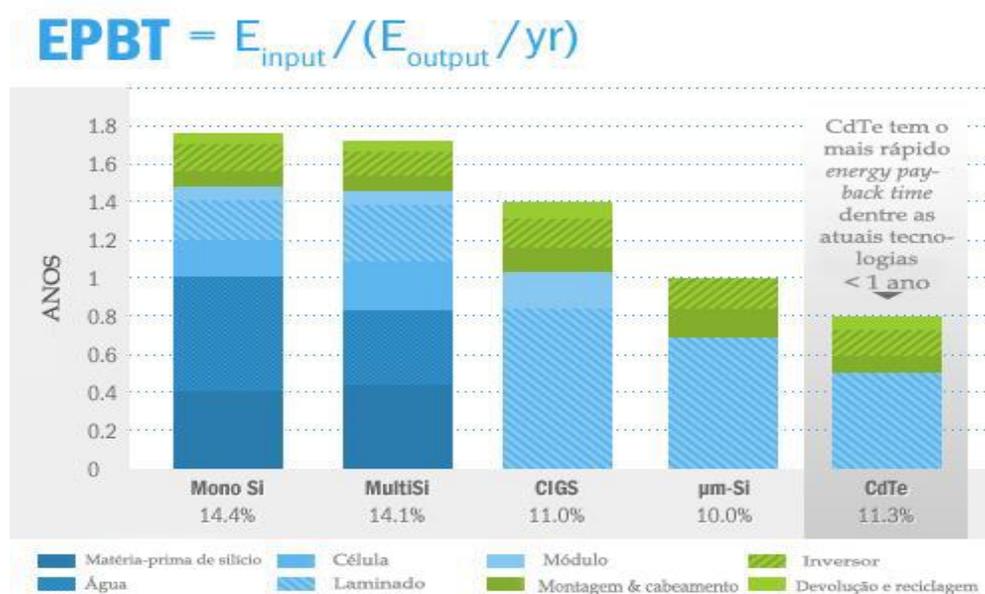


Figura 18 – *Energy pay-back time* por tecnologia.

Fonte: First Solar, Innovative Cadmium Telluride Technology (2012).

⁸ Tempo necessário para que o módulo gere energia equivalente à utilizada em sua fabricação. (RÜTHER 2004, p.23).

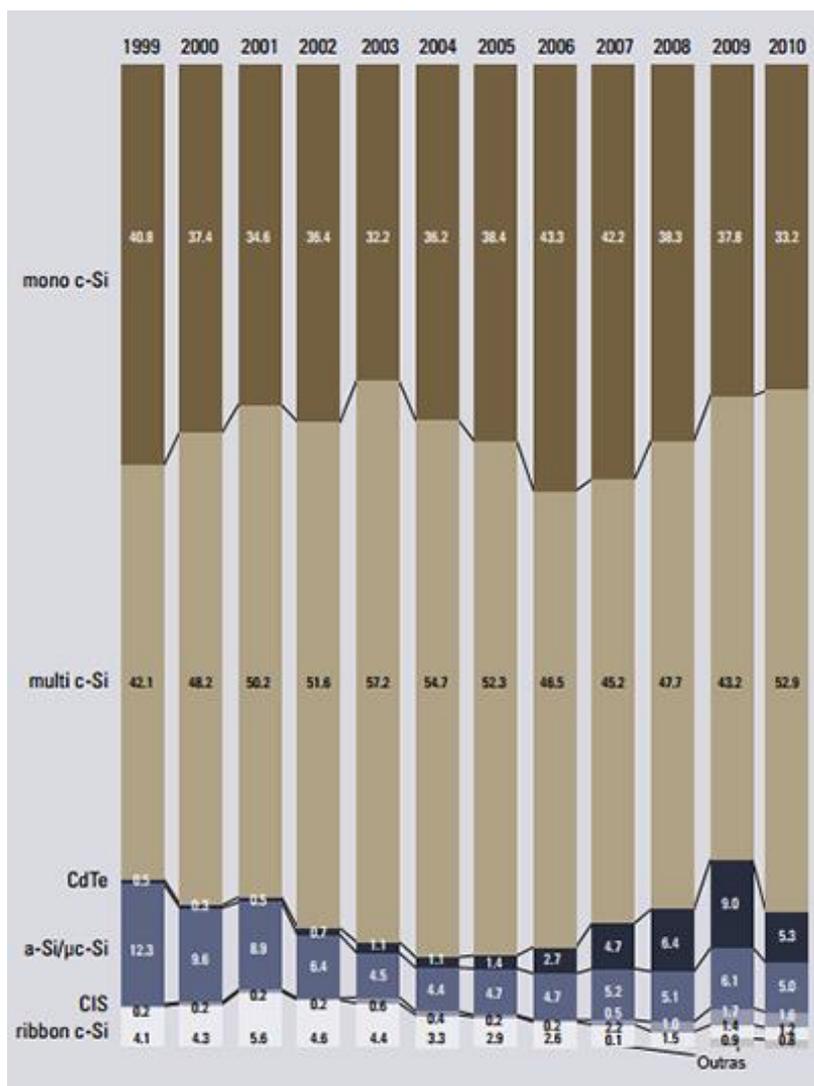


Figura 19 – Participação por tecnologia fotovoltaica no mundo.
 Fonte: Photon International. Cell Production 2010, mar. 2011.

3.4.5.1 Silício Cristalino (*c-Si*)

Para Rüter (2004, p.22) a mais tradicional das tecnologias fotovoltaicas e a que ainda hoje apresenta maior escala de produção a nível comercial, em 2010 86,1% (PHOTON INTERNATIONAL, 2011), o *c-Si* consolidou-se no mercado fotovoltaico por sua extrema robustez e confiabilidade. O custo de produção destes módulos solares é bastante elevado, pois utiliza-se da tecnologia de lâminas cristalinas, portanto em termos de redução o seu custo de produção já foi praticamente esgotado. Mas o *c-Si* segue sendo o líder dentre as tecnologias

fotovoltaicas para aplicações terrestres em qualquer escala, porque a área ocupada por um arranjo fotovoltaico de silício cristalino é a que apresenta maior eficiência de conversão. (EPIA, 2008).

3.4.5.1.1 Silício monocristalino (*m-Si*)

As células fotovoltaicas que utilizam silício monocristalino (*m-Si*), o monocristal é “crescido” (método de Czochralski). O método de Czochralski se dá a partir de um banho de silício fundido de alta pureza ($Si = 99,99\%$ a $99,9999\%$) em reatores sob atmosfera controlada e com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas (da ordem de cm/hora). As temperaturas envolvidas no processo são superiores a 1400°C , o consumo de energia neste processo é extremamente intenso e o chamado *energy pay-back time* é superior a dois anos, variando de acordo com o local da instalação. Para a obtenção da célula fotovoltaica etapas complementares são necessárias que envolvem usinagem do tarugo; corte de lâminas por fios ou serras diamantadas; lapidação, ataque químico e polimento destas lâminas (processos estes todos em que ocorrem consideráveis perdas de material, da ordem de 50% do tarugo original); processos de difusão/dopagem, deposição da máscara condutora da eletricidade gerada. Na Figura 20 é possível visualizar um arranjo fotovoltaico de painéis de Silício Monocristalino.



Figura 20 – Painel Fotovoltaico de Silício Monocristalino (*m-Si*).
Fonte: Goldhornelectric (2013).

3.4.5.1.2 Silício policristalino (*p-Si*)

O silício policristalino (*p-Si*) apresenta menor eficiência de conversão, com a vantagem de um menor custo de produção, possui perfeição cristalina menor e processamento mais simples que no *m-Si*. O material de partida é o mesmo do *m-Si*, que é fundido e posteriormente solidificado direcionalmente, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos que tornam este material menos eficiente do que o *m-Si* em termos de conversão fotovoltaica. O *p-Si* pode ser também produzido sob a forma de tiras ou fitas (*ribbon technology*), a partir de um banho líquido de silício e neste processo fica dispensado o fatiamento em lâminas, uma vez que as tiras de *p-Si* já são produzidas com a espessura final da célula. (RÜTHER 2004, p.23).

Na Figura 21 é possível visualizar um painel fotovoltaico de Silício Policristalino.



Figura 21 – Painel Fotovoltaico de Silício Policristalino (*p-Si*).

Fonte: Lamberts, R... et al. Casa eficiente: Consumo e Geração de Energia Volume 2. 2010.

3.4.5.2 Silício Amorfo Hidrogenado (*a-Si*)

Rüther (2004) afirma que no início dos anos 80 o *a-Si* era visto como a única tecnologia fotovoltaica em filmes finos comercialmente viável. Pelo fato de apresentarem uma resposta espectral mais voltada para a região azul do espectro

eletromagnético, essas células se mostraram extremamente eficientes sob iluminação artificial (lâmpadas fluorescentes e sob radiação difusa como a que predomina em dias com céus encobertos), com eficiência nestes casos superior à do *c-Si*.

Os processos de produção de *a-Si* são baratos pois ocorrem a temperaturas relativamente baixas ($< 300^{\circ}\text{C}$), em processos a plasma, o que possibilita que estes filmes finos sejam depositados sobre substratos de vidro ou aço inox. Desta forma, foram desenvolvidos módulos solares hoje disponíveis no mercado que são flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes, com superfícies curvas, que estão ampliando o mercado fotovoltaico por sua maior versatilidade, podendo substituir elementos de revestimentos nas edificações. Também pelo fato de não apresentarem redução na potência (perda de performance) com o aumento de temperatura.

O *energy pay-back time*, atualmente está em torno de um ano e se deve principalmente à energia utilizada na fabricação do substrato. A potência necessária para depositar a película delgada de *a-Si* sobre o substrato é bastante baixa e coincidentemente da mesma ordem de grandeza da energia do sol, $1\text{kW}/\text{m}^2$.

Na Figura 22 é possível visualizar um painel fotovoltaico de Silício Amorfo Hidrogenado.



Figura 22 – Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo Hidrogenado (*a-Si*).
Fonte: Scheidt, P. (2013).

3.4.5.3 Telureto de Cádmio ($CdTe$)

De acordo com Rüther (2004, p.26) esses módulos, normalmente sob a forma de placas de vidro num tom marrom/azul escuro, apresentam um atrativo estético em comparação ao $c-Si$. Assim como no caso do $a-Si$, os custos de produção do $CdTe$ são atrativamente baixos para produção em grande escala e esta tecnologia tem ótimas chances de despontar como um sério competidor no mercado fotovoltaico para a geração de eletricidade.

Pelo fato do Telureto (Te) e do Cádmio (Cd) serem elementos raros e tóxicos, são aspectos para serem levados em conta, principalmente se esta tecnologia atingir quantidades mais significativas de produção (da ordem de GWp). Apresenta maior eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica comparativamente ao $a-Si$ é um dos principais atrativos desta tecnologia.

Na Figura 23 é possível visualizar um painel fotovoltaico de Telureto de Cádmio.



Figura 23 – Painel Fotovoltaico de Telureto de Cádmio ($CdTe$).
Fonte: First Solar, ago. 2012.

3.4.5.4 Disseleneto de Cobre (gálio) e Índio (*CIS* e *CIGS*)

Painéis solares de *CIS* e *CIGS* apresentam, como os seus concorrentes de filmes finos, uma ótima aparência estética e estão surgindo no mercado com grandes superfícies, podendo ser aplicado em superfícies arquitetônicas diversas. Assim como no caso do *CdTe*, por terem elementos raros e tóxicos envolvidos, são aspectos que devem ser considerados se esta tecnologia atingir quantidades significativas de produção.

É a tecnologia dentre os filmes finos comercialmente disponíveis, módulos de *CIGS* são os que apresentam o melhor rendimento fotovoltaico, razão pela qual várias empresas vêm investindo nesta tecnologia. (RÜTHER 2004, p.27). Na Figura 24 e na Figura 25 é possível visualizar uma Planta Solar com módulos CIGS e Módulos CIGS sem borda, respectivamente.



**Figura 24 – Planta Solar com módulos CIGS em Kunming, China.
Fonte: Manz. Brochure - CIGS Production Solutions, mai. 2013.**



**Figura 25 – Módulos CIGS sem borda.
Fonte: Manz. Brochure - CIGS Production Solutions, mai. 2013.**

3.4.6 Sistemas Fotovoltaicos (SFV)

A NBR 11704:2008 dispõe sobre a classificação dos sistemas fotovoltaicos. Sendo classificados quanto à interligação com a rede de distribuição de energia elétrica e quanto à configuração. Conforme especificado na Tabela 2.

Tabela 2 – Exemplo de Classificação de Sistemas Fotovoltaicos

Tipo de sistema		Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Componentes básicos	Aplicações típicas
Sistemas isolados	Puros	Tensão contínua	Não	Seguidor de potência máxima (desejável)	Bombeamento, produção de hidrogênio etc.
			Sim	Controlador de carga e acumulador	Iluminação, telecomunicações, sinalização náutica, cerca elétrica, proteção catódica etc.
		Tensão alternada	Não	Inversor	Bombeamento, uso industrial etc.
			Sim	Controlador de carga, acumulador e inversor	Eletrificação rural, bombeamento, telecomunicações, uso industrial, iluminação etc.
	Híbridos	Tensão contínua	Sim	Controlador de carga, acumulador e gerador complementar	Telecomunicações, iluminação, sinalização rodoviária e ferroviária etc.
		Tensão alternada	Opcional	Controlador de carga, acumulador opcional e gerador complementar	Iluminação, uso industrial etc.
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão alternada	Não	Inversor	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
	Híbridos	Tensão alternada	Não	Inversor e gerador complementar	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
			Sim	Inversor, gerador complementar e acumulador	Eletrificação rural, uso industrial, suprimento ininterrupto de energia etc.
NOTA Todos os tipos de sistemas possuem gerador fotovoltaico entre os componentes básicos.					

Fonte: NBR 11704:2008.

3.4.6.1 Sistemas isolados (SFVI)

São aqueles que não possuem ligação com a rede de distribuição de energia elétrica. Os sistemas isolados, que somente dispõe da geração fotovoltaica

necessitam de um banco de baterias para armazenar a energia gerada e fornecê-la nos períodos nos quais não há radiação solar. Geralmente os sistemas isolados possuem os seguintes componentes principais: painel fotovoltaico, controlador de carga, banco de baterias e inversor, como pode ser visto na Figura 26. (LAMBERTS, R... et al. 2010).

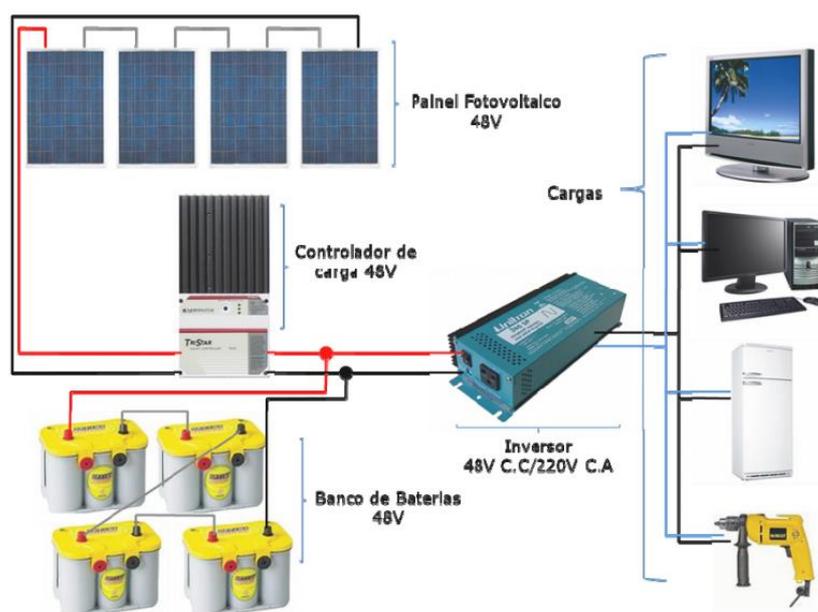


Figura 26 – Diagrama pictográfico de um SFVI.
Fonte: Viana, T. (2011).

3.4.6.2 Sistemas conectados à rede elétrica (SFVCR):

São aqueles que possuem ligação com a rede de distribuição de energia elétrica. Pelo fato da energia gerada ser diretamente injetada na rede não há necessidade de banco de baterias. Os sistemas conectados são constituídos basicamente de painel fotovoltaico e inversor, aos quais se somam os componentes de comando e proteção (chaves, fusíveis, disjuntores, etc.). A Figura 27 ilustra a constituição básica, no qual o inversor, ao detectar a presença da rede, converte a tensão contínua vinda do painel fotovoltaico em tensão alternada, com a mesma tensão, frequência e fase da rede elétrica à qual está conectado. A energia é injetada diretamente na rede elétrica e o inversor se desliga automaticamente,

cessando o fornecimento, caso seja desconectado da rede ou a rede seja desenergizada. (LAMBERTS, R... et al. 2010).

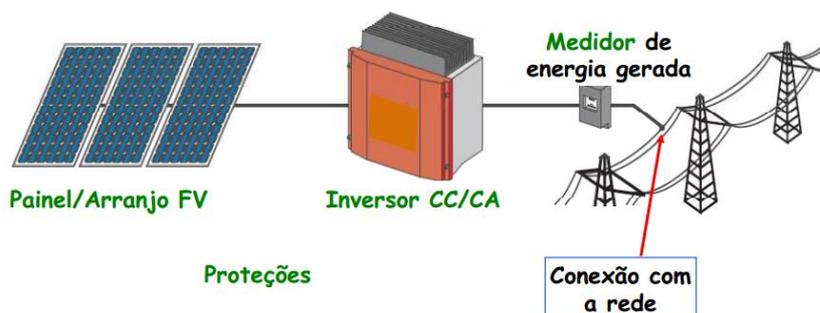


Figura 27 – Constituição básica do sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: Viana, T. (2011).

Quanto à configuração, os sistemas podem ser:

- Sistemas puros: utilizam gerador fotovoltaico como único gerador de energia elétrica;
- Sistemas híbridos: onde há a associação do gerador fotovoltaico com outros tipos de geradores de energia elétrica, como na Figura 28.



Figura 28 – Sistema híbrido.
Fonte: Energia Pura (2013).

3.4.7 Resolução Normativa Nº 482

A Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL foi publicada em 17 de abril de 2012 e em seu Artigo 1º garante o estabelecimento das condições gerais para o

acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, no modelo de compensação de energia elétrica, entre outras providências.

Esta resolução permite que a energia gerada a partir de fontes renováveis com até 1 MW de potência instalada em pequenos ou grandes consumidores se integre à rede elétrica. Desta forma, a conexão de sistemas fotovoltaicos seja mais facilmente conectada à rede de uma concessionária de energia, por exemplo, atendendo o consumo demandado e, caso seja gerada energia excedente, ela é injetada à rede, gerando créditos (Sistema *Net Metering*), exemplificado na Figura 29. Neste caso, é possível reduzir a conta de luz a apenas o custo de disponibilidade da rede. A energia gerada e a energia disponibilizada pela concessionária se complementam.

O sistema de compensação de energia elétrica segue a seguinte diretriz, a partir da Resolução 482:

Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (ANEEL, 2012, p. 2)

Está previsto também o pagamento à distribuidora de energia o custo da disponibilidade da rede, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Custo de Disponibilidade da rede para cada grupo consumidor.

Grupo Consumidor	Custo de disponibilidade
Grupo A: Alta Tensão (Indústrias e Empresas)	Demanda Contratada em kW
Grupo B: Ligação Monofásica ou Bifásica a 2 condutores	Equivalente a 30 kWh
Grupo B: Bifásica a 3 condutores	Equivalente a 50 kWh
Grupo B: Trifásica	Equivalente a 100 kWh

Fonte: Adaptado de ANEEL (2012).

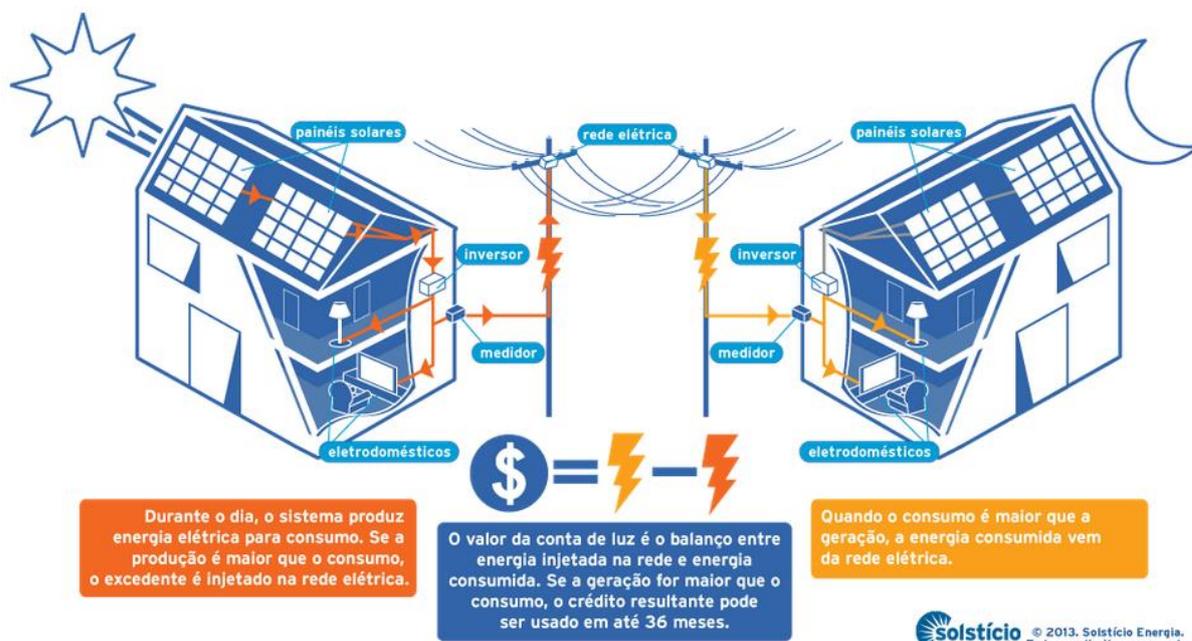


Figura 29 – Sistema *Net Metering*.
 Fonte: Solstício Energia (2013).

4 ANÁLISE DO CONSUMIDORES

Foram escolhidos dois *Shoppings Centers* na cidade de Curitiba, ambos localizados perto da região central.

4.1 Caracterização da Coleta de Dados

Para esta etapa foram necessários:

- Dados de irradiação solar, e do potencial fotovoltaico, médias anuais para a cidade de Curitiba;
- Análise na fatura do consumidor;
- Levantamento da área total de cobertura;
- Percentual de cobertura útil para a implantação do sistema fotovoltaico;
- Percentual de orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos, para condições favoráveis ao máximo aproveitamento da energia a ser gerada;
- Estudo do potencial de geração solar, através da utilização dos diferentes módulos e tecnologias SFVCR comercialmente disponíveis.
- Estudos no impacto da inserção de SFVCR na fatura do consumidor e seu *Pay-Back-Time*.

4.1.1 Dados de Radiação Solar

Os dados de irradiação solar e potencial fotovoltaico para a cidade de Curitiba onde estão instalados os consumidores, foram obtidos através da Figura 30.

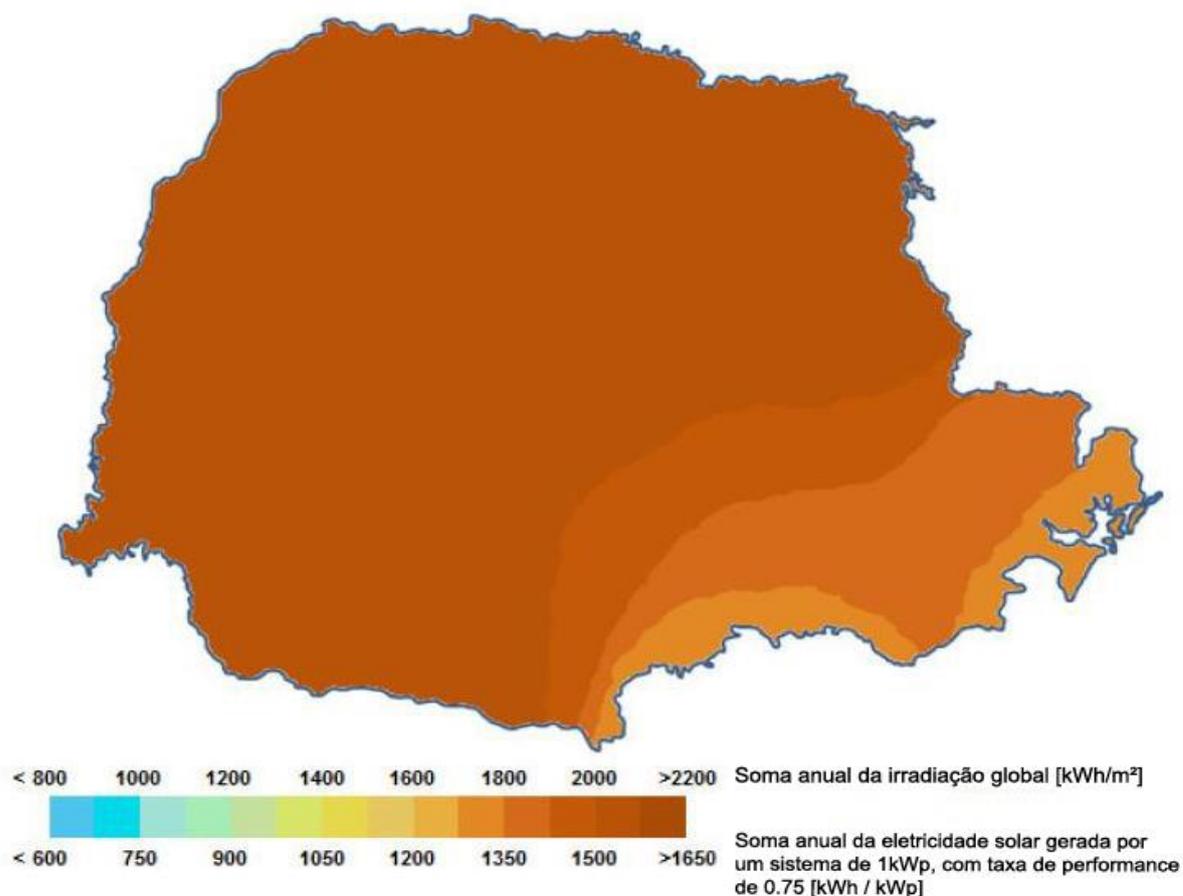


Figura 30 – Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná.
 Fonte: Tiepolo *et al*, ICPR (2013).

4.1.2 Análise da fatura dos Consumidores

A Figura 31 representa a fatura do consumidor A, nela percebe-se que nem todas as cargas foram ligadas pois sempre está havendo variações, portanto seu consumo ainda não está totalmente definido e estabilizado. Para efeitos de cálculo no projeto foi determinado que o consumo mensal do *shopping* A é de 1.250.000 *kWh* sendo 1.080.000 *kWh* fora de ponta e 170.000 *kWh* na ponta, a demanda se manteve em 5.000 *kW*.

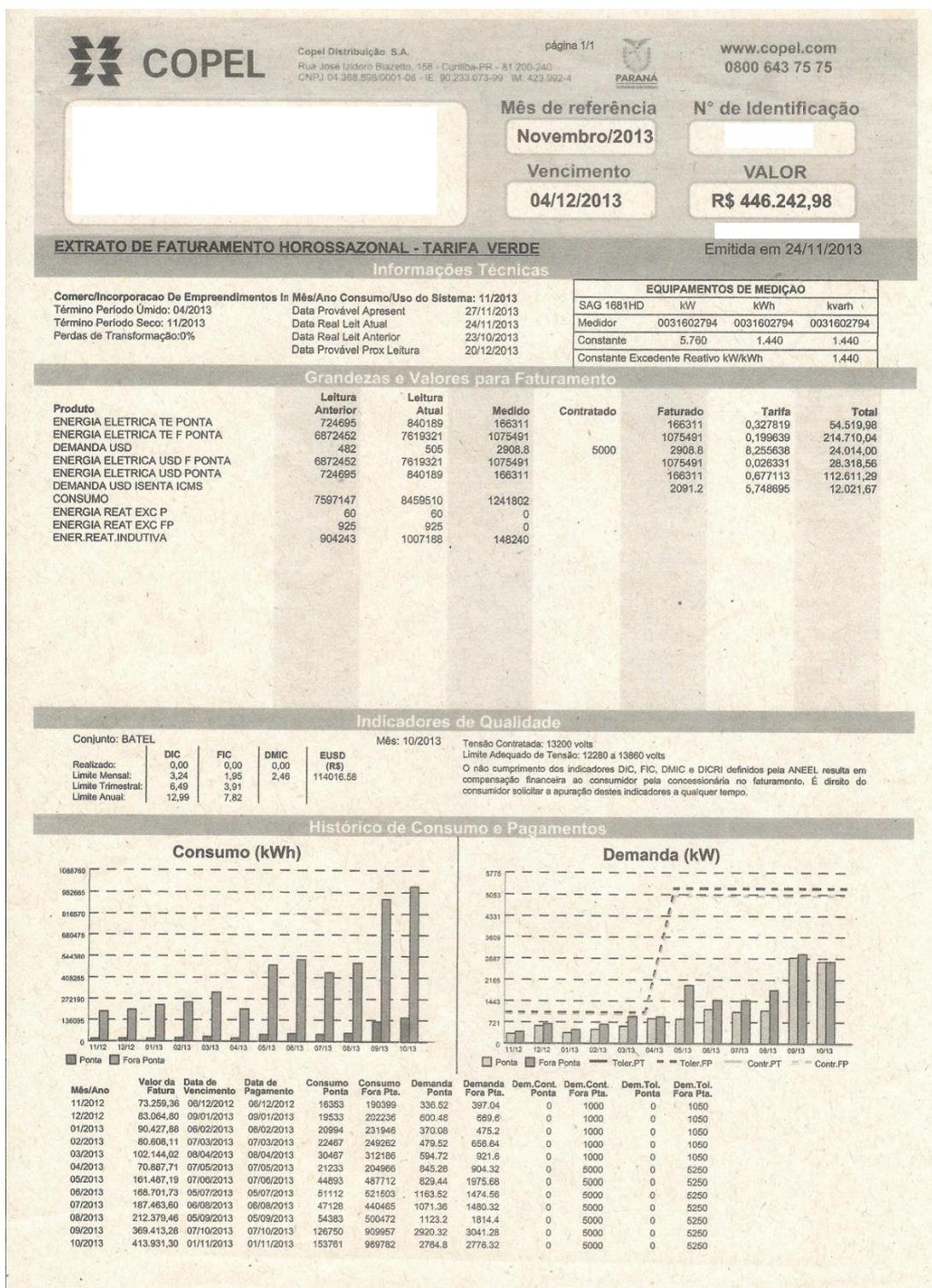


Figura 31 – Fatura Shopping A.
Fonte: Bastos Sobrinho, A. I. (2013).

A Figura 32 representa a fatura do consumidor B, nela percebe-se que seu consumo está definido e estabilizado. Para efeitos de cálculo no projeto foi determinado que o consumo mensal do shopping B é de 731.600 kWh sendo

680.000 kWh fora de ponta e 51.600 kWh na ponta, a demanda se manteve em 2.000 kW.

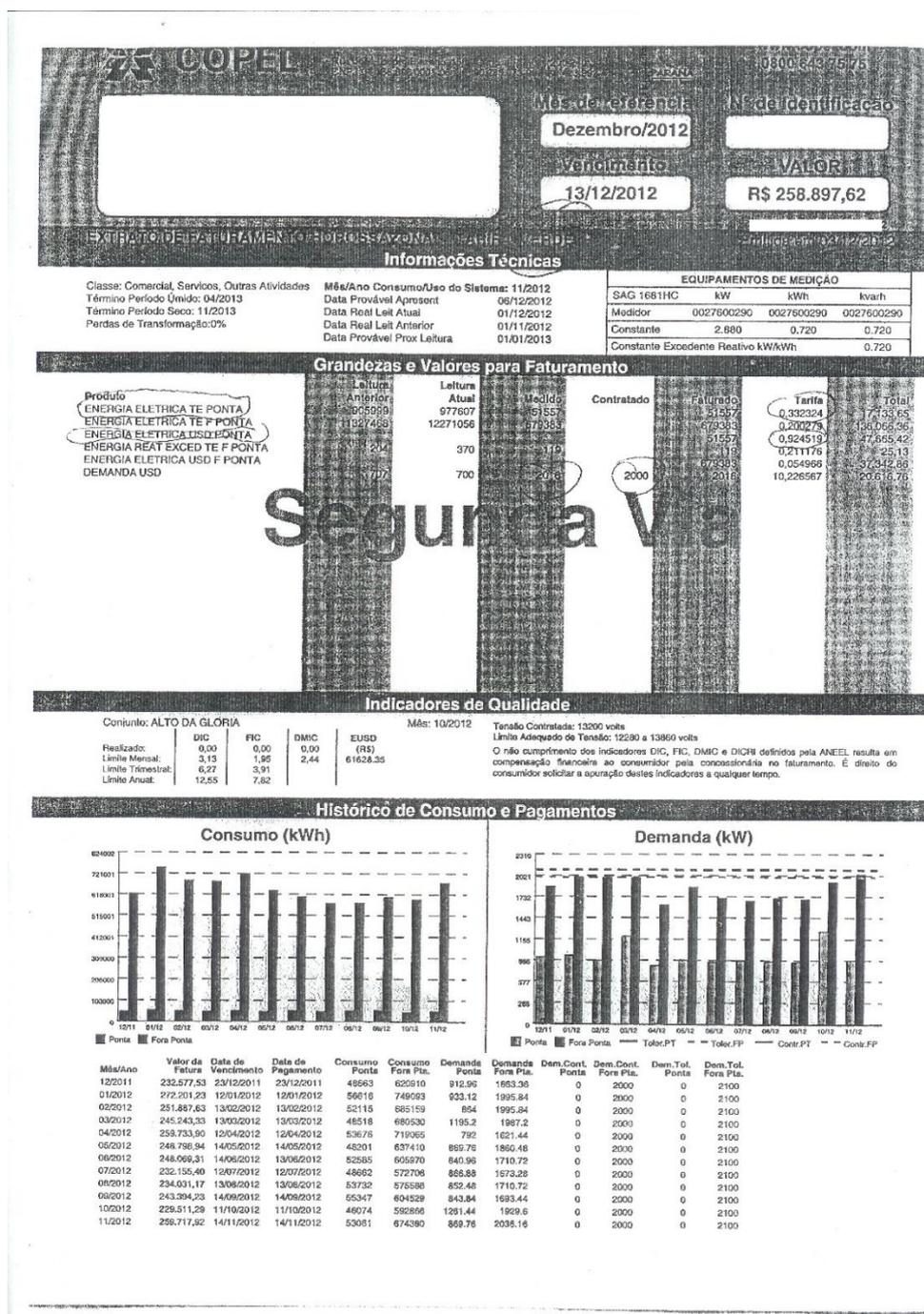


Figura 32 – Fatura Shopping B.
 Fonte: Bastos Sobrinho, A. I. (2013).

A Tabela 4 representa as taxas e tarifas da concessionária de energia elétrica Copel S.A em que os consumidores se encontram, o grupo A4 Horossazonal Modalidade Tarifária Verde.

Tabela 4 – Taxas e Tarifas – Grupo A4 Horossazonal Modalidade Tarifária Verde.

Horossazonal VERDE	Resolução ANEEL Nº 1565,	
A4 (2,3 a 25 kV)	de 9 de julho de 2013	
Tarifas	Resolução	com Impostos:
	ANEEL	ICMS e PIS/COFINS
Demanda (R\$/kW)	5,49	8,25
Demanda Ultrapassagem (R\$/kW)	10,98	16,51
Consumo (R\$/kWh)		
Ponta	0,66828	1,00493
Fora de Ponta	0,15027	0,22597
Vigência em 24/06/2013		Pis dez09

Fonte: Copel, 2013.

4.1.3 Levantamento da Área da Cobertura

Para determinação da área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos na cobertura dos *shoppings* foi utilizado o programa *Google Earth* podendo-se determinar que a cobertura do Consumidor A tem aproximadamente 7.967,50 m² como visto na Figura 34. Para os cálculos no projeto assume-se que ela possui 7.500 m² de área útil para a implementação de painéis solares fotovoltaicos.



Figura 33 – Detalhe da cobertura *shopping A*.

Fonte: *Google Earth* (2014).

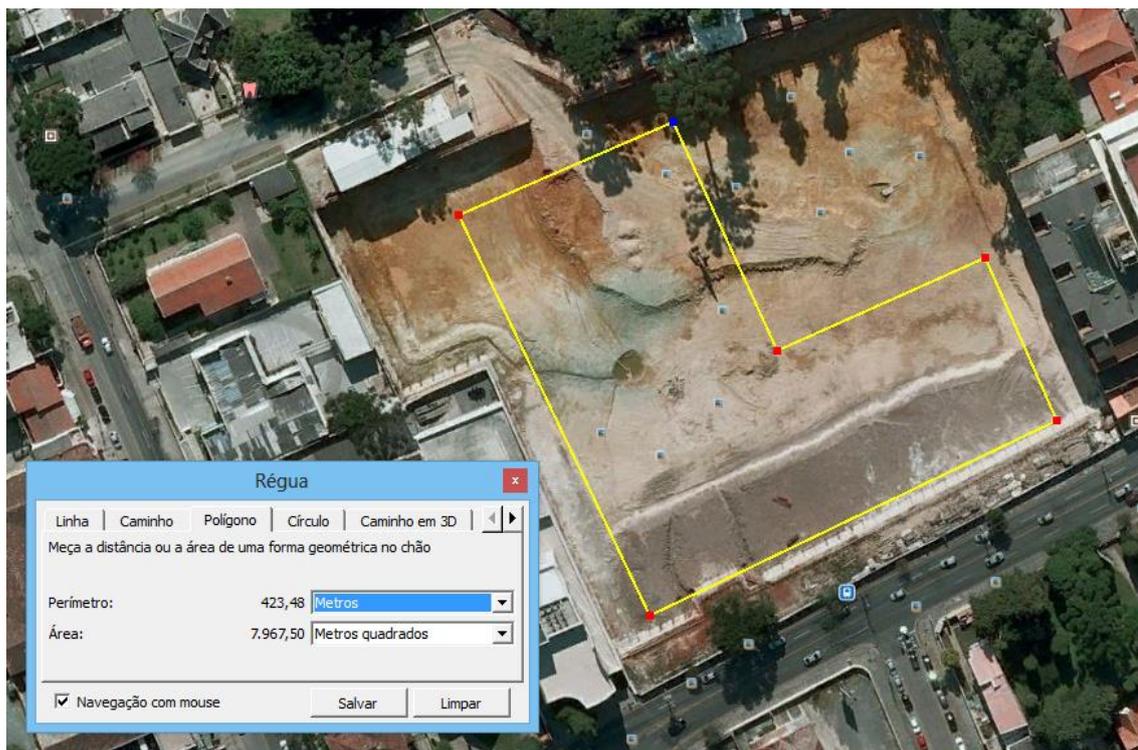


Figura 34 – Área da cobertura Shopping A.
Fonte: *Google Earth* (2014).

Também utilizando o programa *Google Earth* determinou-se que a cobertura do Consumidor B tem aproximadamente 6024,28 m² como visto na Figura 35. Para os cálculos no projeto assume-se que ela possui 5500 m² de área útil para a implementação de painéis solares fotovoltaicos.

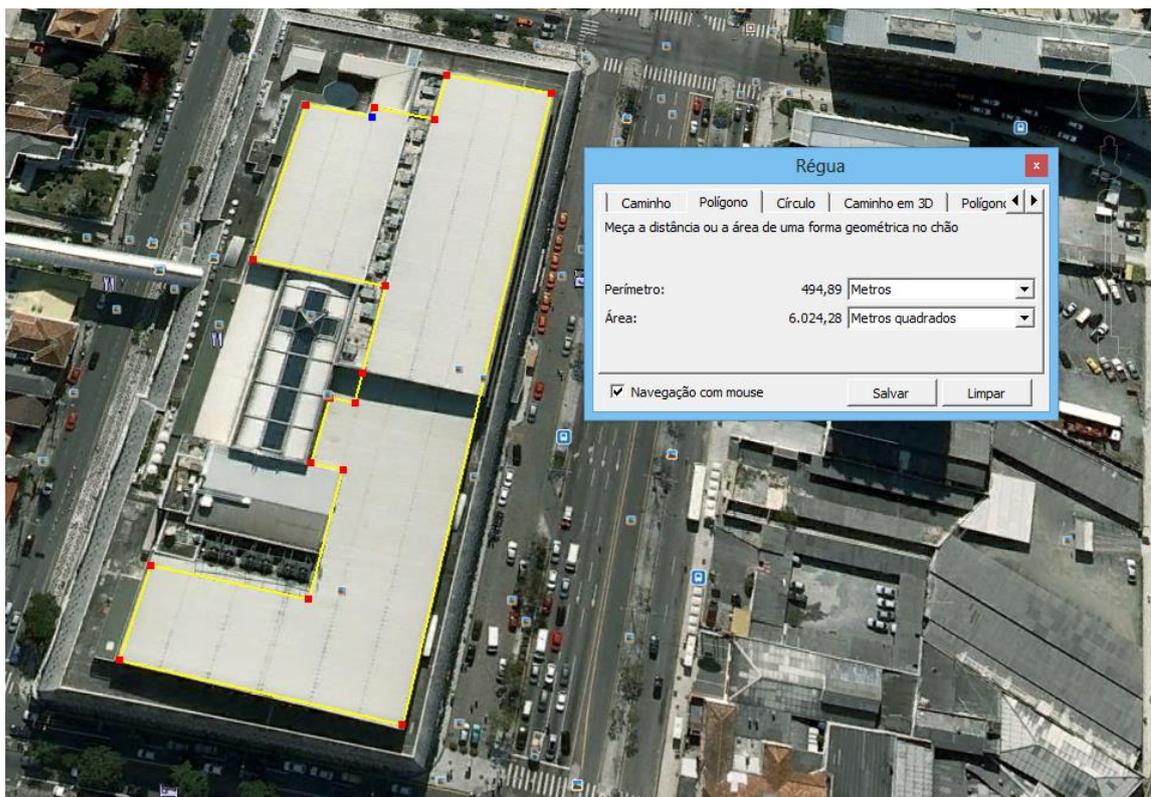


Figura 35 – Área da cobertura do *Shopping B*.
Fonte: *Google Earth* (2014).

5 PROJETO

5.1 Inclinação, Orientação e Premissas

O cálculo da energia gerada pelo sistema SFVCR se deu a partir da determinação da área da cobertura, supondo um sistema SFVCR hipotético cobrindo toda esta área. Os cálculos consideraram os módulos com inclinação igual à latitude local e voltada para o norte geográfico.

Consideraram-se as coberturas com inclinações ideais, ou seja, inclinadas de acordo com a latitude local (25° em Curitiba) e orientação para o norte verdadeiro, com desvio azimutal zero. Para esta situação, utilizaram-se dados de irradiação solar baseados na Figura 30, que já representa o valor de acordo com a latitude local e orientação para o norte verdadeiro e desvio azimutal zero.

Por se tratar de um estudo preliminar, desconsiderou-se a arquitetura dos possíveis locais de instalação. Não foram consideradas as inclinações das coberturas destes consumidores. Também não foi levado em consideração o sombreamento nessas áreas causado por construções próximas ou outros possíveis obstáculos à luz.

5.2 Cálculo de Radiação e Geração de Energia Fotovoltaica

Após levantamento da área útil para instalação dos painéis solares fotovoltaicos, pode-se determinar o potencial de geração fotovoltaica na cobertura do *shopping*.

A fórmula que estima a potência instalada a partir da área e da eficiência de cada tecnologia está representada na Equação 1.

$$A = (P_{FV}/E_{FF}) \times 100 \text{ Equação 1}$$

Onde:

P_{FV} = potência instalada (kW_p);

A = área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos (m^2);

Eff = Eficiência da tecnologia STC⁹ (%).

Como a área das coberturas já estão fixadas os cálculos foram feitos, a partir da Equação 1, para descobrir a potência que pode ser instalada, variando as tecnologias de painéis fotovoltaicos como é visto na Tabela 5 e Tabela 6.

Tabela 5 – Potências estimadas pela eficiência da tecnologia fotovoltaica – Consumidor A.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pot. Nominal (W)	Área do Módulo (m ²)	EFF_STC (%)	Pfv (kWp)
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	115	1,43	8,00%	600
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	100	0,94829	10,55%	791,25
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	80	1,212867	8,600%	645
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	85	0,791635	10,70%	802,5
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	230	1,567464	14,70%	1102,5
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	440	2,162082	20,40%	1530

Fonte: Adaptado de Posharp (2014).

Tabela 6 – Potências estimadas pela eficiência da tecnologia fotovoltaica – Consumidor B.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pot. Nominal (W)	Área do Módulo (m ²)	EFF_STC (%)	Pfv (kWp)
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	115	1,43	8,00%	440
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	100	0,94829	10,55%	580,25
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	80	1,212867	8,600%	473
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	85	0,791635	10,70%	588,5
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	230	1,567464	14,70%	808,5
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	440	2,162082	20,40%	1122

Fonte: Adaptado de Posharp (2014).

Este método possui limitações, visto que assume espaçamento zero entre módulos e considera que todos estejam num mesmo plano.

Outro modo de se obter o potencial que poderá ser instalado é dispondo, na área disponível, os módulos fotovoltaicos de acordo com suas dimensões, deixando espaços para sua instalação e acessos para manutenção, quando se fizer necessário. A partir do número de módulos, multiplica-se este valor por sua potência nominal, representada na Equação 2.

$$P_{cc} = n^{\circ} \times Pot. Nom \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

P_{fv} = potência instalada (kWp).

⁹ STC do inglês *Standard Test Conditions*, significa que a potência nominal dos módulos atinge o respectivo valor, quando submetido a uma radiação de 1000W/m² e a uma temperatura de 25°C. (NREL, 2012).

n° = quantidade de módulos fotovoltaicos que cabem em determinada área.

Pot. Nom. = Potência Nominal do módulo fotovoltaico em kW .

A Tabela 7 e a Tabela 8 mostram as potências nominais estimadas por cada painel fotovoltaico escolhido, calculadas a partir da Equação 2.

Tabela 7 – Potências estimadas pelas dimensões dos módulos – Consumidor A.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pot. Nominal (W)	Área do Módulo (m ²)	Nº de Módulos	Pfv (kWp)
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	115	1,43	5244	603,06
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	100	0,94829	7908	790,8
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	80	1,212867	6183	494,64
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	85	0,791635	9474	805,29
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	230	1,567464	4784	1100,32
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	440	2,162082	3468	1525,92

Fonte: Adaptado de Posharp (2014).

Tabela 8 – Potências estimadas pelas dimensões dos módulos – Consumidor B.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pot. Nominal (W)	Área do Módulo (m ²)	Nº de Módulos	Pfv (kWp)
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	115	1,43	3846	442,29
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	100	0,94829	5799	579,9
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	80	1,212867	4534	362,72
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	85	0,791635	6947	590,495
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	230	1,567464	3508	806,84
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	440	2,162082	2543	1118,92

Fonte: Adaptado de Posharp (2014).

Para determinar o potencial de geração de energia elétrica anual de um SFVCR no estado do Paraná utiliza-se da Equação 3 dos valores de P_{fv} da Tabela 5 e da Figura 30, como o consumidor encontra-se em Curitiba o seu H_{TOT} é entre 1.800 e 1.900 kWh/m^2 com PR 0,75 produzindo a Tabela 9 e Tabela 10 mostram os valores anuais que cada painel poderá gerar. Como Resolução Normativa N°482 impõe um limite de 1 MWp para minigeração distribuída em sistemas conectados à rede de distribuição e participar do sistema de compensação de energia, os painéis que excedem essa potencial nominal tiveram sua potência nominal reduzida a 1 MWp .

$$P_{FV} = (E \times G) / (H_{TOT} \times PR) \text{ Equação 3}$$

Tabela 9 – Potencial de geração de energia elétrica, valores anuais – Consumidor A.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pot. Nominal (W)	Pfv (kWp)	Energia (MWh)
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	115	600	832,5
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	100	791,25	1097,859375
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	80	645	894,9375
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	85	802,5	1113,46875
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	230	1000	1387,5
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	440	1000	1387,5

Fonte: Autoria própria.

Tabela 10 – Potencial de geração de energia elétrica, valores anuais – Consumidor B.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pot. Nominal (W)	Pfv (kWp)	Energia (MWh)
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	115	440	610,5
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	100	580,25	805,096875
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	80	473	656,2875
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	85	588,5	816,54375
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	230	808,5	1121,79375
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	440	1000	1387,5

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 11 e a Tabela 12 foram produzidas a partir da Tabela 4, utilizando como referência a tarifa fora de ponta com impostos e da Tabela 9, utilizando os potenciais de geração energia elétrica e dividindo esse potencial por 12 para obter uma média mensal aproximada.

Tabela 11 – Economia média mensal estimada – Consumidor A.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Economia Mensal	Total na Fatura
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	R\$ 15.676,67	3,513034%
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	R\$ 20.673,61	4,632814%
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	R\$ 16.852,42	3,776512%
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	R\$ 20.967,54	4,698683%
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	R\$ 26.127,78	5,855057%
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	R\$ 26.127,78	5,855057%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 – Economia média mensal estimada – Consumidor B.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Economia Mensal	Total na Fatura
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	R\$ 11.496,22	4,440452%
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	R\$ 15.160,65	5,855846%
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	R\$ 12.358,44	4,773486%
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	R\$ 15.376,20	5,939104%
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	R\$ 21.124,31	8,159330%
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	R\$ 26.127,78	10,091936%

Fonte: Autoria própria.

5.3 Estimativa de Custos

Para a determinação dos custos envolvidos no estudo de implementação de geração fotovoltaica em um *Shopping* utiliza-se a EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira (2012). Como visto na Tabela 13, os custos para implementação de um Sistema Fotovoltaico onde foi levado em conta todos os gastos desde a compra dos equipamentos até a mão de obra.

Tabela 13 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência internacional (US\$/W_p).

Potência	Painéis	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kWp)	2,23	0,57	0,70	3,50
Residencial (8-10kWp)	2,02	0,50	0,63	3,15
Comercial (100kWp)	1,74	0,42	0,54	2,70
Industrial (≥1.000kWp)	1,60	0,30	0,48	2,38

Fonte: EPE (2012).

Para a internalização no Brasil, Tabela 14 os custos para a implantação de um sistema fotovoltaico eleva-se em 30%~35% do valor de referência internacional (EPE, 2012, p.33), já apresentados na Tabela 13. Essa elevação deve-se a incidência de impostos tais como: imposto de importação, IPI, quando for o caso, ICMS, PIS, COFINS, ISS, etc.

Tabela 14 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência nacional (US\$/W_p).

Potência	Painéis	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kWp)	2,95	0,76	0,93	4,638
Residencial (8-10kWp)	2,68	0,66	0,83	4,174
Comercial (100kWp)	2,31	0,56	0,72	3,578
Industrial (≥1.000kWp)	2,12	0,40	0,64	3,154

Fonte: Adaptado da EPE (2012).

Assumindo a cotação do dólar publicado no portal de economia do UOL no dia 26/11/2013. Onde 1 US\$ vale R\$2,30 a Tabela 15 representa o custo de investimento em SFVCR com valores nacionalizados e na moeda local facilitando o entendimento.

Tabela 15 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência nacional (R\$/W_p).

Potência	Painéis	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kWp)	6,80	1,74	2,13	10,666
Residencial (8-10kWp)	6,16	1,52	1,92	9,600
Comercial (100kWp)	5,30	1,28	1,65	8,228
Industrial (≥1.000kWp)	4,88	0,91	1,46	7,253

Fonte: Adaptado da EPE (2012).

Utilizando-se da Tabela 15 e das Tabela 9 e Tabela 10 pode-se estimar o custo de investimento do SFVCR de acordo com o painel a ser instalado, respectivamente no consumidor A e B, como é visto na Tabela 16 e na Tabela 17.

Tabela 16 – Investimento estimado dos SFVCR – Consumidor A.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pfv (kWp)	Investimento
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	600	R\$ 4.936.800,00
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	791,25	R\$ 6.510.405,00
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	645	R\$ 5.307.060,00
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	802,5	R\$ 6.602.970,00
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	1000	R\$ 7.253.000,00
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	1000	R\$ 7.253.000,00

Fonte: Autoria própria.

Tabela 17 – Investimento estimado dos SFVCR – Consumidor B.

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Pfv (kWp)	Investimento
a-Si	Bosch Solar Energy	µm-Si 115	440	R\$ 3.620.320,00
CIGS	Shurjo Energy Private Limited	SE100MP-EB1410B	580,25	R\$ 4.774.297,00
CdTe	BP Solar	BP Apollo 980	473	R\$ 3.891.844,00
CIS	Solar Frontier	SC85H-EX-A	588,5	R\$ 4.842.178,00
p-Si	1Soltech	1STH-230-P	808,5	R\$ 6.652.338,00
m-Si	SunPower	SPR-440NE-WHT-D	1000	R\$ 7.253.000,00

Fonte: Autoria própria.

Para realização dos estudos de viabilidade dos projetos, escolha da forma de pagamento, foram utilizadas as informações contidas nos Anexos A e B.

6 ANÁLISE DE RESULTADOS

São projetados oito cenários de análise para verificar a viabilidade econômica dos painéis escolhidos. Em cada um deles foram supostas condições diferentes, buscando aproximar o estudo de viabilidade de uma situação mais real do ponto de vista econômico. Foi considerado o preço do kWh com impostos, apesar do sistema *Net Metering* efetuar a compensação usando como base a tarifa sem impostos. Essa consideração foi feita pelo fato da energia gerada pelo SFVCR, nesses consumidores praticamente não será injetada na rede, e sim consumida instantaneamente, porque a energia consumida pelos consumidores A e B será sempre muito maior que a gerada pelo SFVCR. Em nenhum dos cenários foi considerado o tempo de maturação do investimento ou seja o tempo de construção, considerando a vida útil do sistema de 25 anos.

Os cenários 1 a 6 é aplicado para os dois consumidores, porque neles foram adotados as tecnologias que possibilitavam a maior potência nominal instalada na área estimada, como é visto na Tabela 9 e na Tabela 10.

Para a simulação destes diferentes cenários, foi utilizado o *software Microsoft Money*¹⁰.

6.1 Primeiro Cenário

Neste primeiro cenário a análise é válida para os dois consumidores. Considerou-se apenas o retorno obtido através da economia que a instalação dos painéis solares fotovoltaicos irão causar na conta de luz do consumidor. A partir desta economia mensal, calculou-se o tempo que seria necessário para recuperar o capital investido no projeto. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

¹⁰ *Microsoft Money* – Programa para gestão financeira, onde pode-se fazer planejamentos e projeções financeiras com aplicações de juros compostos e deduções.

- Potência nominal instalada de 1 MWp obtido a partir da Tabela 9 e da Tabela 10;
- Economia mensal na fatura de energia elétrica média de R\$ 24.009,41 valor obtido da Tabela 11 e da Tabela 12;
- Considerando que o investimento total de R\$ 7.253.000,00 obtido a partir da Tabela 16 seja pago à vista.

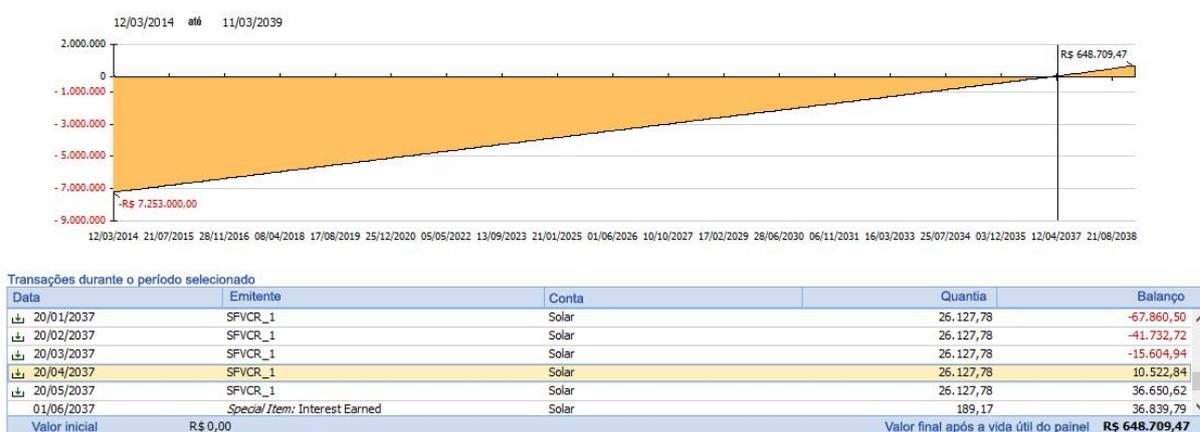


Figura 36 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 1.

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 36 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 23 anos e 1 mês.

6.2 Segundo Cenário

No segundo cenário a análise é válida para os dois consumidores. Considerou-se o investimento de capital num fundo de investimento e também foi levada em consideração a média dos reajustes das tarifas aplicados pela COPEL nos últimos anos. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Potência nominal instalada de 1 MWp obtido a partir da Tabela 9 e da Tabela 10;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;

Tabela 18 – Remuneração dos Depósitos de Poupança entre 11/12/2013 a 27/01/2014.

Data	11/12/2013	12/12/2013	13/12/2013	14/12/2013	15/12/2013	16/12/2013	17/12/2013	18/12/2013	19/12/2013	20/12/2013	21/12/2013
Remuneração Total (%)	0,5721	0,538	0,5013	0,5191	0,5443	0,5593	0,5505	0,5738	0,5081	0,5	0,5088
Data	22/12/2013	23/12/2013	24/12/2013	25/12/2013	26/12/2013	27/12/2013	28/12/2013	01/01/2014	02/01/2014	03/01/2014	04/01/2014
Remuneração Total (%)	0,5337	0,5728	0,5486	0,5625	0,5764	0,5482	0,5377	0,6132	0,6104	0,5792	0,576
Data	05/01/2014	06/01/2014	07/01/2014	08/01/2014	09/01/2014	10/01/2014	11/01/2014	12/01/2014	13/01/2014	14/01/2014	15/01/2014
Remuneração Total (%)	0,603	0,6155	0,6131	0,6137	0,5936	0,5846	0,5785	0,6056	0,6088	0,61	0,6425
Data	16/01/2014	17/01/2014	18/01/2014	19/01/2014	20/01/2014	21/01/2014	22/01/2014	23/01/2014	24/01/2014	25/01/2014	26/01/2014
Remuneração Total (%)	0,5933	0,5809	0,5863	0,6144	0,6092	0,6401	0,6366	0,5918	0,5624	0,5487	0,5769
Data	27/01/2014	Média									
Remuneração Total (%)	0,64	0,577411									

Fonte: BCB (2014).

- Reajuste anual nas tarifas de 7% valor calculado a partir da base de dados da Tabela 19;

Tabela 19 – Reajuste Médio de Tarifas pela concessionária Copel entre 1999 a 2013.

Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	1999-2013
Reajuste Médio	12,65%	13,80%	17,31%	10,96%	15,00%	9%	9,40%	5,12%	-1,22%	-3,35%	11,42%	9,74%	5,55%	-0,65%	-9,73%	7,00%

Fonte: Copel (2014).

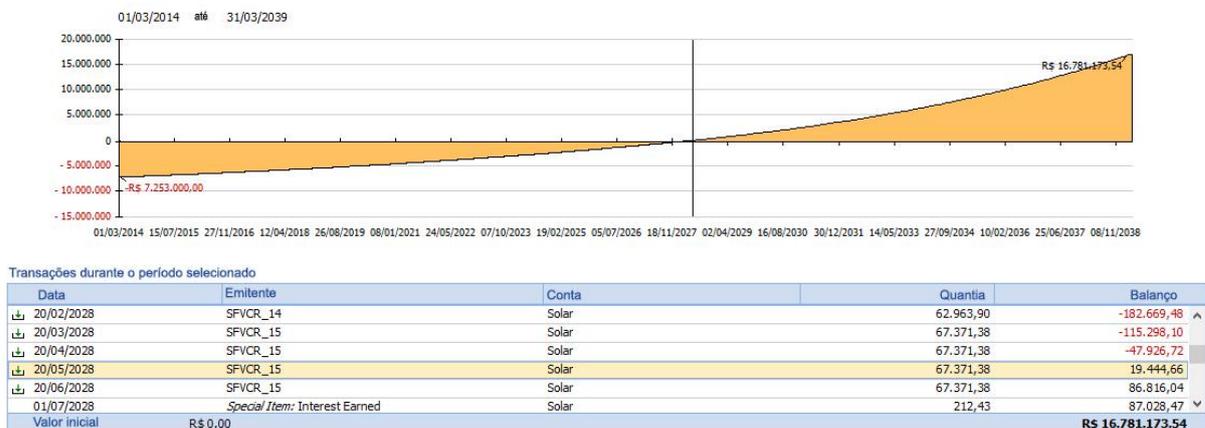
- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 20, valor obtido da Tabela 11 e da Tabela 12 utilizando o reajuste anual médio da Tabela 19;

Tabela 20 – Economia mensal estimada – Cenário 2.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Economia Mensal (R\$)	26.127,78	27.956,73	29.913,70	32.007,66	34.248,19	36.645,56	39.210,75	41.955,51	44.892,39	48.034,86	51.397,30	54.995,11	58.844,77
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Economia Mensal (R\$)	62.963,90	67.371,38	72.087,37	77.133,49	82.532,83	88.310,13	94.491,84	101.106,27	108.183,71	115.756,57	123.859,53	132.529,69	

Fonte: Autoria própria.

- Considerando que o investimento total de R\$ 7.253.000,00 seja pago à vista.

**Figura 37 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 2.**

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 37 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 14 anos e 3 meses. Com esse cenário é possível ver em quanto tempo o custo inicial é diluído, fazendo ajustes na tarifa.

6.3 Terceiro Cenário

No terceiro cenário a análise é válida para os dois consumidores. Considerou-se o financiamento do BNDES no PROESCO, Programa de Apoio de Eficiência Energética, além da estimativa de reajuste tarifário da COPEL. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Potência nominal instalada de 1 MWp obtido a partir da Tabela 9 e da Tabela 10;
- Valor financiado pelo BNDES pelo programa PROESCO entrada de 20% (R\$1.450.600,00) e carência de dois anos e financiamento feito em 72 meses com 80% (R\$5.802.400,00) do valor total. Taxa adotada de 9,9% ao ano;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;
- Reajuste anual nas tarifas de 7% valor calculado a partir da base de dados da Tabela 19;
- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 20, valor obtido da Tabela 11 e da Tabela 12 utilizando o reajuste anual médio da Tabela 19;

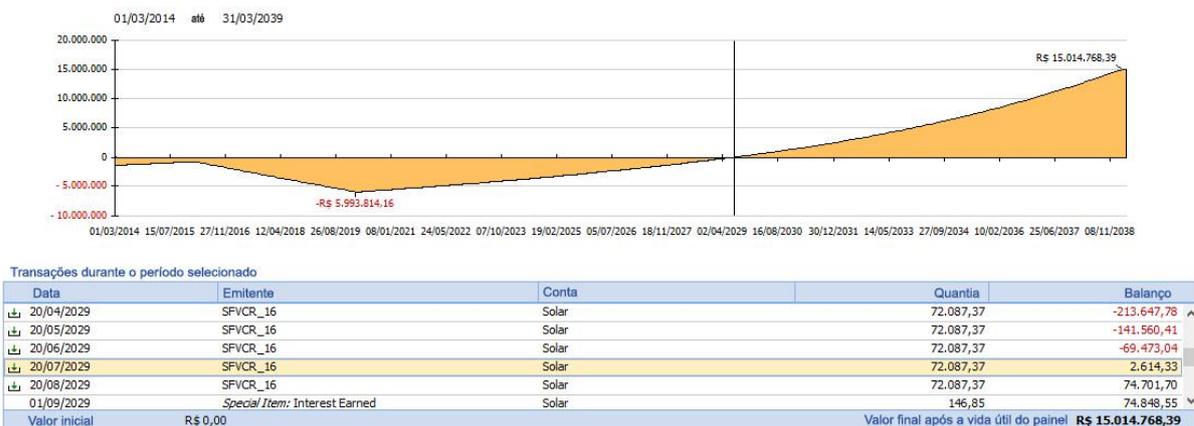


Figura 38 – Gráfico de retorno de investimento (*Pay-Back-Time*) – Cenário 3.
Fonte: Autoria própria.

- A Figura 38 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 15 anos e 5 meses.

6.4 Quarto Cenário

No quarto cenário a análise é válida para os dois consumidores. Considerou-se a média dos reajustes das tarifas aplicados pela COPEL nos últimos anos de 8,2%, desconsiderando o ano atípico de 2013, somada a uma estimativa de aumento do preço de energia elétrica devido ao aumento de utilização de fontes mais caras de energia, que são necessárias devido ao aumento da demanda. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Potência nominal instalada de 1 MWp obtido a partir da Tabela 9 e da Tabela 10;
- Valor financiado pelo BNDES pelo programa PROESCO entrada de 20% (R\$1.450.600,00) e carência de dois anos e financiamento feito em 72 meses com 80% (R\$5.802.400,00) do valor total. Taxa adotada de 9,9% ao ano;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;
- Reajuste anual nas tarifas de 8,5%, sendo 8,2% relativo à estimativa a partir da média dos reajustes tarifários estabelecidos pela COPEL nos últimos anos desconsiderando o ano atípico de 2013 visto na Tabela 21 e 0,3% relativo a

uma estimativa de aumento de utilização de fontes não alternativas de energia, mais caras, para suprir a demanda crescente;

Tabela 21 – Reajuste Médio de Tarifas pela concessionária Copel entre 1999 a 2012.

Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	1999-2012
Reajuste Médio	12,65%	13,80%	17,31%	10,96%	15,00%	9%	9,40%	5,12%	-1,22%	-3,35%	11,42%	9,74%	5,55%	-0,65%	8,20%

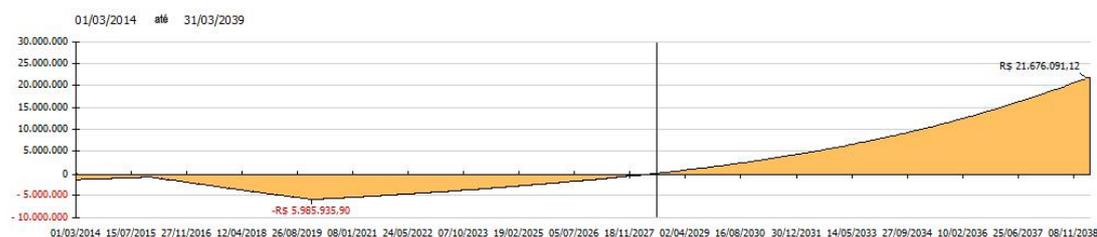
Fonte: Copel (2013).

- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 22, valor obtido da Tabela 11 e da Tabela 12 utilizando o reajuste anual médio assumido para esse cenário visto na Tabela 21 + 0,3%;

Tabela 22 – Economia mensal estimada – Cenário 4.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Economia Mensal (R\$)	26.127,78	28.348,64	30.758,28	33.372,73	36.209,41	39.287,21	42.626,63	46.249,89	50.181,13	54.446,53	59.074,48	64.095,81	69.543,96
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Economia Mensal (R\$)	75.455,19	81.868,88	88.827,74	96.378,10	104.570,23	113.458,70	123.102,69	133.566,42	144.919,57	157.237,73	170.602,94	185.104,19	

Fonte: Autoria própria.



Transações durante o período selecionado

Data	Emitente	Conta	Quantia	Balanco
20/04/2028	SFVCR_15	Solar	81.868,88	-203.540,28
20/05/2028	SFVCR_15	Solar	81.868,88	-121.671,40
20/06/2028	SFVCR_15	Solar	81.868,88	-39.802,52
20/07/2028	SFVCR_15	Solar	81.868,88	42.066,36
20/08/2028	SFVCR_15	Solar	81.868,88	123.935,24
01/09/2028	Special Item: Interest Earned	Solar	354,90	124.290,14
Valor inicial	R\$ 0,00			Valor final após a vida útil do painel R\$ 21.676.091,12

Figura 39 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 4.

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 39 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 14 anos e 5 meses.

6.5 Quinto Cenário

No quinto cenário a análise é válida para os dois consumidores. Consideraram-se as mesmas premissas do quarto cenário, somada aos custos inerentes à manutenção dos painéis, à troca dos inversores e a perda de eficiência dos painéis com o passar dos anos. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Potência nominal instalada de 1 MWp obtido a partir da Tabela 9 e da Tabela 10;
- Valor financiado pelo BNDES pelo programa PROESCO entrada de 20% (R\$1.450.600,00) e carência de dois anos e financiamento feito em 72 meses com 80% (R\$5.802.400,00) do valor total. Taxa adotada de 9,9% ao ano;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;
- Reajuste anual nas tarifas de 8,5%, sendo 8,2% relativo à estimativa a partir da média dos reajustes tarifários estabelecidos pela COPEL nos últimos anos desconsiderando o ano atípico de 2013 visto na Tabela 21 e 0,3% relativo a uma estimativa de aumento de utilização de fontes não alternativas de energia, mais caras, para suprir a demanda crescente, a Tabela 23 mostra os valores estimados;

Tabela 23 – Preço estimado do kWh – Cenário 5.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Preço do kWh (R\$)	0,225970	0,245177	0,266018	0,288629	0,313162	0,339781	0,368663	0,399999	0,433999	0,470889	0,510914	0,554342	0,601461
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Preço do kWh (R\$)	0,652585	0,708055	0,768240	0,833540	0,904391	0,981264	1,064672	1,155169	1,253358	1,359894	1,475485	1,600901	

Fonte: Autoria própria.

- Perda de rendimento dos painéis de 0,65% ao ano, segundo a EPE (2012), como mostra a Tabela 24;

Tabela 24 – Geração estimada com perda de eficiência de 0,65% ao ano – Cenário 5.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Geração Estimada (MWh)	1.387,50	1.378,48	1.369,52	1.360,62	1.351,78	1.342,99	1.334,26	1.325,59	1.316,97	1.308,41	1.299,91	1.291,46	1.283,06
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Geração Estimada (MWh)	1.274,72	1.266,44	1.258,20	1.250,03	1.241,90	1.233,83	1.225,81	1.217,84	1.209,92	1.202,06	1.194,25	1.186,48	32.112,01

Fonte: Autoria própria.

- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 25, valor obtido da Tabela 24 utilizando o preço estimado do kWh da Tabela 23;

Tabela 25 – Economia Mensal estimada – Cenário 5.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Economia Mensal (R\$)	26.127,78	28.164,38	30.359,72	32.726,18	35.277,11	38.026,87	40.990,97	44.186,11	47.630,31	51.342,97	55.345,03	59.659,04	64.309,31
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Economia Mensal (R\$)	69.322,06	74.725,54	80.550,21	86.828,90	93.596,99	100.892,64	108.756,97	117.234,31	126.372,43	136.222,84	146.841,07	158.286,97	

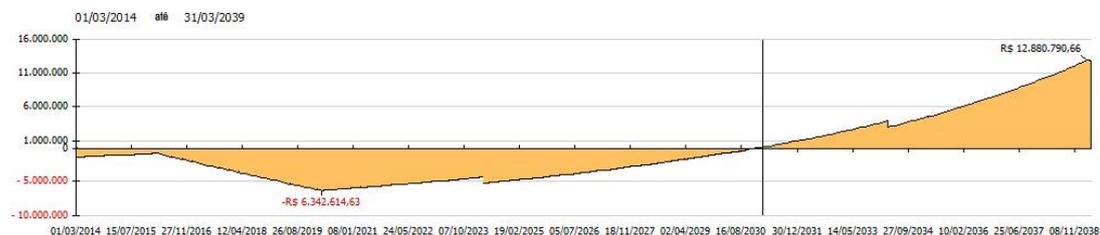
Fonte: Autoria própria.

- Custo de manutenção igual a 1% ao ano do valor inicial segundo a EPE (2012);
- Troca dos inversores a cada 10 anos que representam 14,42% do valor total segundo a EPE (2012), a Tabela 26 estima os eventuais gastos que o SFVCR trará;

Tabela 26 – Gastos anuais estimados – Cenário 5.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos estimados (R\$)	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	982.530,00	72.530,00	72.530,00
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Gastos estimados (R\$)	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	982.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	72.530,00	3.633.250,00

Fonte: Autoria própria.



Transações durante o período selecionado

Data	Emitente	Conta	Quantia	Balanco
20/12/2030	SFVCR_17	Solar	86.828,90	-93.878,00
20/01/2031	SFVCR_17	Solar	86.828,90	-7.049,10
20/02/2031	SFVCR_17	Solar	86.828,90	79.779,80
01/03/2031	Special Item: Interest Earned	Solar	100,37	79.880,17
20/03/2031	SFVCR_18	Solar	93.596,99	173.477,16
29/03/2031	PV	Solar	-72.530,00	100.947,16
Valor inicial	R\$ 0,00			Valor final após a vida útil do painel R\$ 12.808.260,66

Figura 40 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 5.

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 40 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 17 anos.

6.6 Sexto Cenário

No sexto cenário a análise é válida para os dois consumidores. Consideraram-se as mesmas premissas do quinto cenário, porém considerando a aplicação de capital no Fundo Clima, programa do BNDES com a finalidade de garantir recursos para apoio a projetos ou estudos e financiamento de empreendimentos que tenham como objetivo a mitigação das mudanças climáticas (BNDES, 2014). Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Potência nominal instalada de 1 MWp obtido a partir da Tabela 9 e da Tabela 10;
- Valor financiado pelo BNDES pelo programa Fundo Clima entrada de 10% (R\$725.300,00) e carência de dois anos e financiamento feito em 16 anos com 90% (R\$6.527.700,00) do valor total. Taxa adotada de 2% ao ano;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;
- Reajuste anual nas tarifas de 8,5%, sendo 8,2% relativo à estimativa a partir da média dos reajustes tarifários estabelecidos pela COPEL nos últimos anos desconsiderando o ano atípico de 2013 visto na Tabela 21 e 0,3% relativo a uma estimativa de aumento de utilização de fontes não alternativas de energia, mais caras, para suprir a demanda crescente, a Tabela 23 mostra os valores estimados do preço do kWh;
- Perda de rendimento dos painéis de 0,65% ao ano, segundo a EPE (2012), como mostra a Tabela 24;
- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 25, valor obtido da Tabela 24 utilizando o preço estimado do kWh da Tabela 23;

- Custo de manutenção igual a 1% ao ano do valor inicial segundo a EPE (2012);
- Troca dos inversores a cada 10 anos que representam 14,42% do valor total segundo a EPE (2012), a Tabela 26 estima os eventuais gastos que o SFVCR trará;

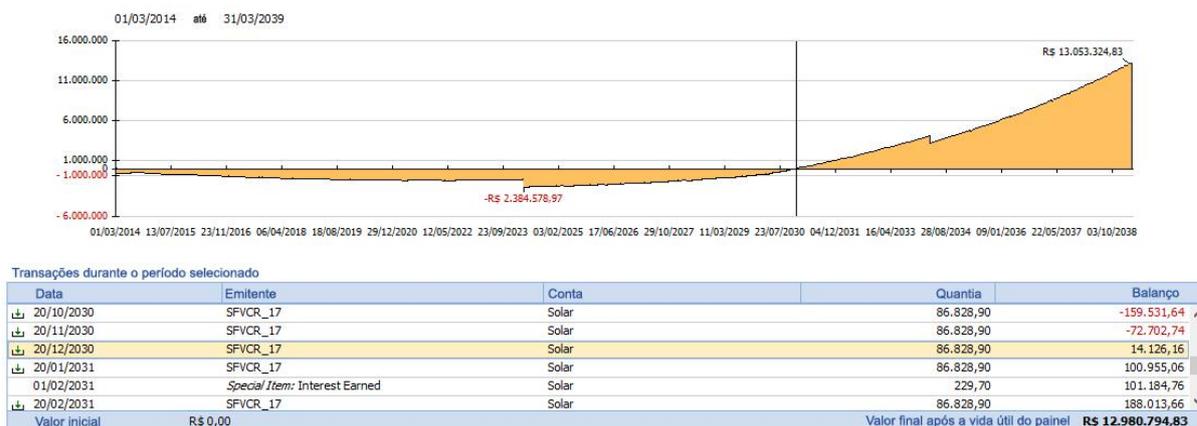


Figura 41 – Gráfico de retorno de investimento (*Pay-Back-Time*) – Cenário 6.
Fonte: Autoria própria.

- A Figura 41 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 16 anos e 10 meses.

6.6.1 Sexto Cenário – Variação A

Ainda para esse cenário foi realizada mais uma variação para se aproximar mais da realidade que foi de adicionar mais um parâmetro as premissas já citadas, criando o cenário 6A:

- Considerar a inflação anual de 5,5% média anual entre 2004-2012 segundo o BCB no custo de manutenção. E para a troca de inversores foi considerado uma taxa anual de 0,8%, como visto na Tabela 27;

Tabela 27 – Gastos anuais estimados ajustados – Cenário 6A.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos Estimados (R\$)	72.530,00	76.519,15	80.727,70	85.167,73	89.851,95	94.793,81	100.007,47	105.507,88	111.310,81	117.432,91	1.109.369,22	130.705,76	137.894,58
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Gastos Estimados (R\$)	145.478,78	153.480,11	161.921,52	170.827,20	180.222,70	190.134,95	200.592,37	1.278.840,23	223.264,32	235.543,86	248.498,77	262.166,21	5.762.790,00

Fonte: Autoria própria.



Transações durante o período selecionado

Data	Emitente	Conta	Quantia	Balanco
20/08/2031	SFVCR_18	Solar	93.596,99	-123.680,68
20/09/2031	SFVCR_18	Solar	93.596,99	-30.083,69
20/10/2031	SFVCR_18	Solar	93.596,99	63.513,30
01/11/2031	Special Item: Interest Earned	Solar	76,84	63.590,14
20/11/2031	SFVCR_18	Solar	93.596,99	157.187,13
01/12/2031	Special Item: Interest Earned	Solar	1.223,86	158.410,99
Valor inicial	R\$ 0,00		Valor final após a vida útil do painel	R\$ 14.157.780,59

Figura 42 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 6A.

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 42 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 17 anos e 8 meses.

6.7 Sétimo Cenário

No sétimo cenário analisa-se somente o consumidor A. Consideraram-se as mesmas premissas do sexto cenário, porém considerando o custo inicial a partir de uma cotação realizada com uma empresa integradora. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Valor a ser financiado de R\$ 5.100.000,00 contempla Projeto, Instalação e Equipamentos (Turn Key), dados fornecidos pela empresa integradora.
- É necessário uma área de 8700 m² para instalar 1MWp pois a integradora contabiliza que a área deve ser 26,67% maior, esse aumento deve-se porque a integradora leva em consideração em seu estudo inicial a área para circulação e ajuste de sombreamento. Essa área extra é obtida utilizando uma

área que antes não era considerada na Figura 34 como pode ser visto na Figura 43;

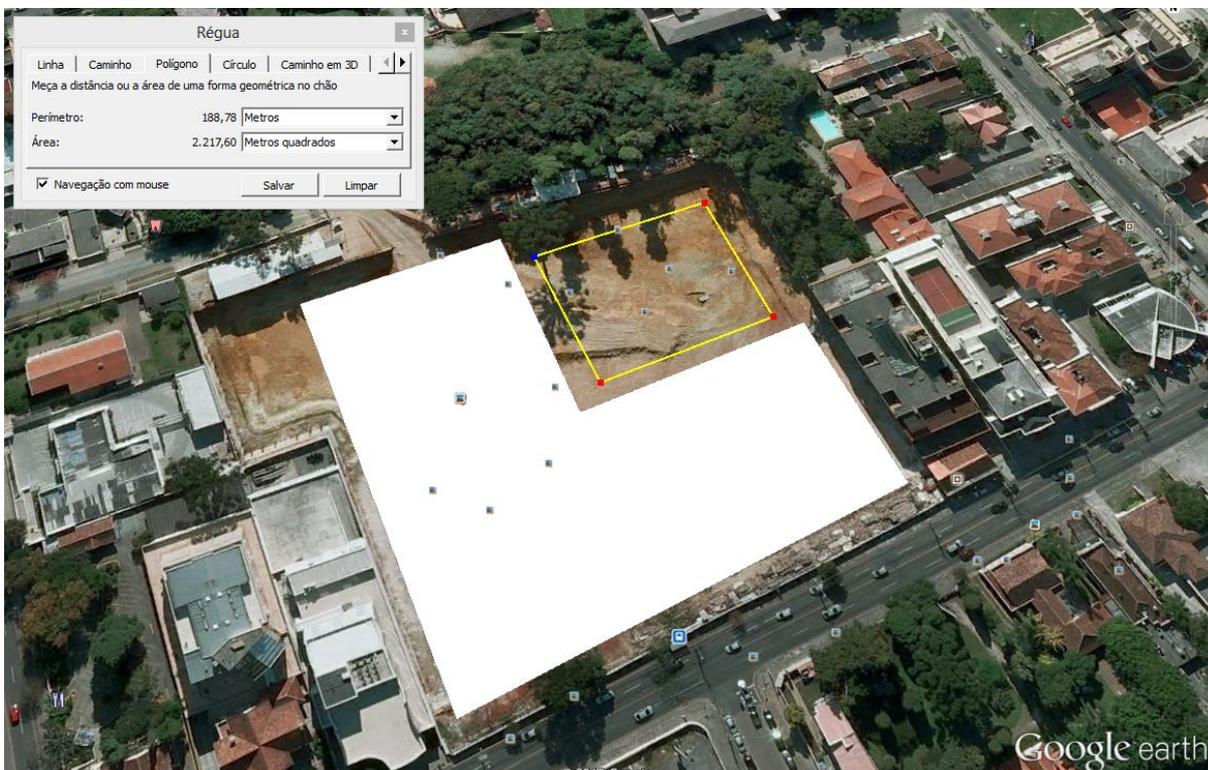


Figura 43 – Área extra para instalação dos painéis – Consumidor A.
Fonte: *Google Earth* (2014).

- Valor financiado pelo BNDES pelo programa Fundo Clima entrada de 10% (R\$510.000,00) e carência de dois anos e financiamento feito em 16 anos com 90% (R\$4.590.000,00) do valor total. Taxa adotada de 2% ao ano;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;
- Reajuste anual nas tarifas de 8,5%, sendo 8,2% relativo à estimativa a partir da média dos reajustes tarifários estabelecidos pela COPEL nos últimos anos desconsiderando o ano atípico de 2013 visto na Tabela 21 e 0,3% relativo a uma estimativa de aumento de utilização de fontes não alternativas de energia, mais caras, para suprir a demanda crescente, a Tabela 23 mostra os valores estimados do preço do kWh;
- Perda de rendimento dos painéis de 0,65% ao ano, segundo a EPE (2012), como mostra a Tabela 24;

- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 25, valor obtido da Tabela 24 utilizando o preço estimado do kWh da Tabela 23;
- Custo de manutenção igual a 1% ao ano do valor inicial segundo a EPE (2012);
- Troca dos inversores a cada 10 anos que representam 14,42% do valor total segundo a EPE (2012), a Tabela 28 estima os eventuais gastos que o SFVCR trará;

Tabela 28 – Gastos anuais estimados – Cenário 7.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos Estimados (R\$)	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	786.576,92	51.000,00	51.000,00
Ano	2.027,00	2.028,00	2.029,00	2.030,00	2.031,00	2.032,00	2.033,00	2.034,00	2.035,00	2.036,00	2.037,00	2.038,00	2014-2038
Gastos Estimados (R\$)	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	786.576,92	51.000,00	51.000,00	51.000,00	51.000,00	2.746.153,85

Fonte: Autoria própria.

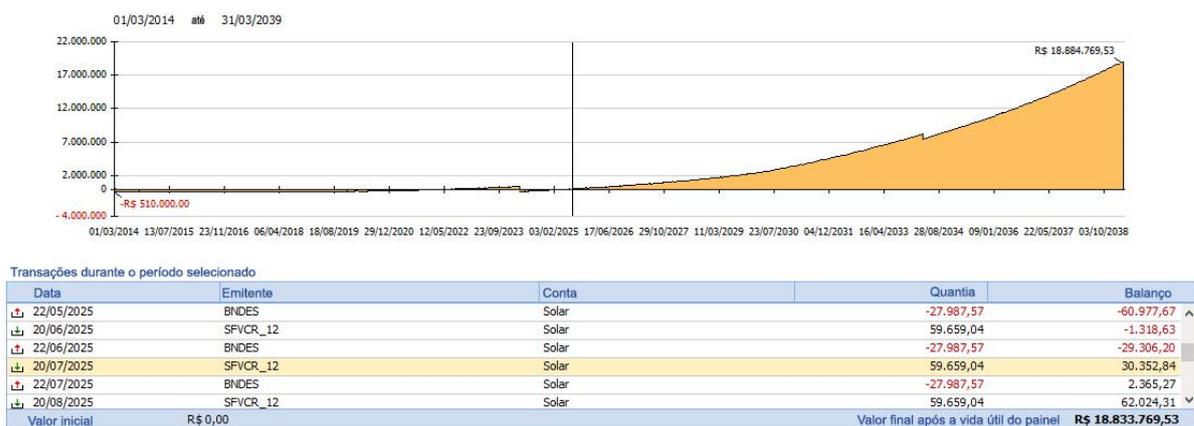


Figura 44 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 7.

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 44 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 11 anos e 5 meses.

6.7.1 Sétimo Cenário – Variação A

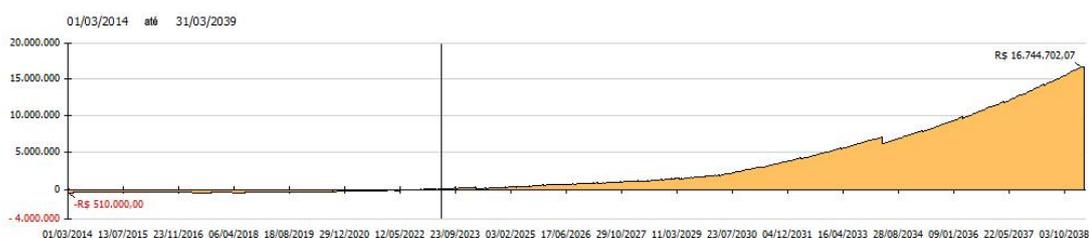
Ainda para esse cenário foi realizada mais uma variação para se aproximar mais da realidade que foi de alterar uma premissa, a do valor a ser financiado, e adicionar mais um parâmetro as premissas já citadas, criando o cenário 7A:

- Considerando a inflação anual de 5,5% média anual entre 2004-2012 segundo o BCB no custo de manutenção. E para a troca de inversores foi considerado uma taxa anual de 0,8%, como visto na Tabela 29;
- Valor da primeira troca de inversor a ser financiado pelo BNDES pelo programa PROESCO, entrada de 20% (R\$159.317,47) e carência de dois anos e financiamento feito em 72 meses com 80% (R\$637.269,90) do valor total. Taxa adotada de 9,9% ao ano;

Tabela 29 – Gastos anuais estimados ajustados – Cenário 7A.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos Estimados (R\$)	51.000,00	53.805,00	56.764,28	59.886,31	63.180,06	66.654,96	70.320,98	74.188,64	78.269,01	82.573,81	883.702,74	91.906,71	96.961,58
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Gastos Estimados (R\$)	102.294,47	107.920,66	113.856,30	120.118,40	126.724,91	133.694,78	141.047,99	1.011.463,80	156.989,94	165.624,39	174.733,73	184.344,09	4.268.027,53

Fonte: Autoria própria.



Transações durante o período selecionado

Data	Emitente	Conta	Quantia	Balanco
20/04/2023	SFVCR_10	Solar	51.342,97	17.949,13
22/04/2023	BNDES	Solar	-27.987,57	-10.038,44
20/05/2023	SFVCR_10	Solar	51.342,97	41.304,53
22/05/2023	BNDES	Solar	-27.987,57	13.316,96
01/06/2023	Special Item: Interest Earned	Solar	3,89	13.320,85
20/06/2023	SFVCR_10	Solar	51.342,97	64.663,82
Valor inicial	R\$ 0,00			Valor final após a vida útil do painel R\$ 16.560.357,98

Figura 45 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 7A.

Fonte: Autoria própria.

A Figura 45 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 9 anos e 2 meses. Esse é o melhor cenário a ser adotado e o mais próximo da realidade para o consumidor A, pois nele são considerados muitos fatores que influenciam diretamente no custo de operação do SFVCR. Também porque é o que começa a dar retorno financeiro primeiro, mesmo que o financiamento esteja sendo feito em 16 anos o SFVCR começa a dar retorno a partir do 9º ano e ao longo dos 25 anos junta um montante de R\$16.560.357,98.

6.8 Oitavo Cenário

No oitavo cenário analisa-se somente o consumidor B. Consideraram-se as mesmas premissas do sexto cenário, porém considerando o custo inicial a partir de uma cotação realizada com uma empresa integradora. Para esse cenário foram adotados os seguintes parâmetros:

- Valor a ser financiado de R\$ 3.338.181,82 contempla Projeto, Instalação e Equipamentos (Turn Key), dados fornecidos pela empresa integradora.
- É necessário uma área de 5500 m² para instalar 0,654MWp pois a integradora contabiliza que a área deve ser 26,67% maior, esse aumento deve-se porque a integradora leva em consideração em seu estudo inicial a área para circulação e ajuste de sombreamento;
- Valor financiado pelo BNDES pelo programa Fundo Clima entrada de 10% (R\$333.818,18) e carência de dois anos e financiamento feito em 16 anos com 90% (R\$3.004.363,64) do valor total. Taxa adotada de 2% ao ano;
- Aplicação em um fundo de investimento, com rendimento de 0,577411% valor obtido através das médias diárias fornecidas pelo BCB visto na Tabela 18;
- Reajuste anual nas tarifas de 8,5%, sendo 8,2% relativo à estimativa a partir da média dos reajustes tarifários estabelecidos pela COPEL nos últimos anos desconsiderando o ano atípico de 2013 visto na Tabela 21 e 0,3% relativo a uma estimativa de aumento de utilização de fontes não alternativas de energia, mais caras, para suprir a demanda crescente, a Tabela 23 mostra os valores estimados do preço do kWh;
- Perda de rendimento dos painéis de 0,65% ao ano, segundo a EPE (2012), como mostra a Tabela 30;

Tabela 30 – Geração estimada com perda de eficiência de 0,65% ao ano – Cenário 8.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Geração Estimada (MWh)	907,43	901,53	895,67	889,84	884,06	878,31	872,61	866,93	861,30	855,70	850,14	844,61	839,12
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Geração Estimada (MWh)	833,67	828,25	822,87	817,52	812,20	806,92	801,68	796,47	791,29	786,15	781,04	775,96	21.001,26

Fonte: Autoria própria.

- Economia mensal na fatura de energia elétrica média como visto na Tabela 31, valor obtido da Tabela 30 utilizando o preço estimado do kWh da Tabela 23;

Tabela 31 – Economia Mensal estimada – Cenário 8.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Economia Mensal (R\$)	17.087,57	18.419,50	19.855,26	21.402,92	23.071,23	24.869,57	26.808,09	28.897,72	31.150,22	33.578,30	36.195,65	39.017,01	42.058,29
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Economia Mensal (R\$)	45.336,63	48.870,50	52.679,84	56.786,10	61.212,43	65.983,79	71.127,06	76.671,24	82.647,57	89.089,74	96.034,06	103.519,68	

Fonte: Autoria própria.

- Custo de manutenção igual a 1% ao ano do valor inicial segundo a EPE (2012);
- Troca dos inversores a cada 10 anos que representam 14,42% do valor total segundo a EPE (2012), a Tabela 28 estima os eventuais gastos que o SFVCR trará;

Tabela 32 – Gastos anuais estimados – Cenário 8.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos Estimados (R\$)	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	514.850,35	33.381,82	33.381,82
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Gastos Estimados (R\$)	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	514.850,35	33.381,82	33.381,82	33.381,82	33.381,82	1.797.482,52

Fonte: Autoria própria.

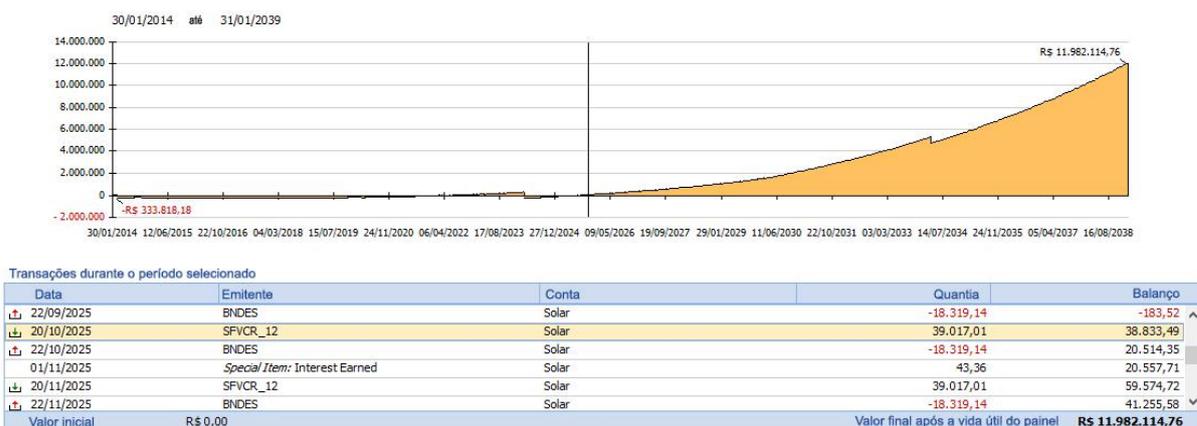


Figura 46 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 8.

Fonte: Autoria própria.

- A Figura 46 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 11 anos e 8 meses.

6.8.1 Oitavo Cenário – Variação A

Ainda para esse cenário foi realizada mais uma variação para se aproximar mais da realidade que foi de alterar uma premissa, a do valor a ser financiado, e adicionar mais um parâmetro as premissas já citadas, criando o cenário 8A:

- Considerando a inflação anual de 5,5% média anual entre 2004-2012 segundo o BCB no custo de manutenção. E para a troca de inversores foi considerado uma taxa anual de 0,8%, como visto na Tabela 29;
- Valor da primeira troca de inversor a ser financiado pelo BNDES pelo programa PROESCO, entrada de 20% (R\$104.280,53) e carência de dois anos e financiamento feito em 72 meses com 80% (R\$417.122,11) do valor total. Taxa adotada de 9,9% ao ano;

Tabela 33 – Gastos anuais estimados, corrigidos pela inflação – Cenário 8A.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos Estimados (R\$)	33.381,82	35.217,82	37.154,80	39.198,31	41.354,22	43.628,70	46.028,28	48.559,84	51.230,63	54.048,31	57.8423,61	60.157,12	63.465,76
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2014-2038
Gastos Estimados (R\$)	66.956,38	70.638,98	74.524,12	78.622,95	82.947,21	87.509,31	92.322,32	606.486,61	102.757,05	108.408,69	114.371,17	120.661,58	2.738.055,60

Fonte: Autoria própria.

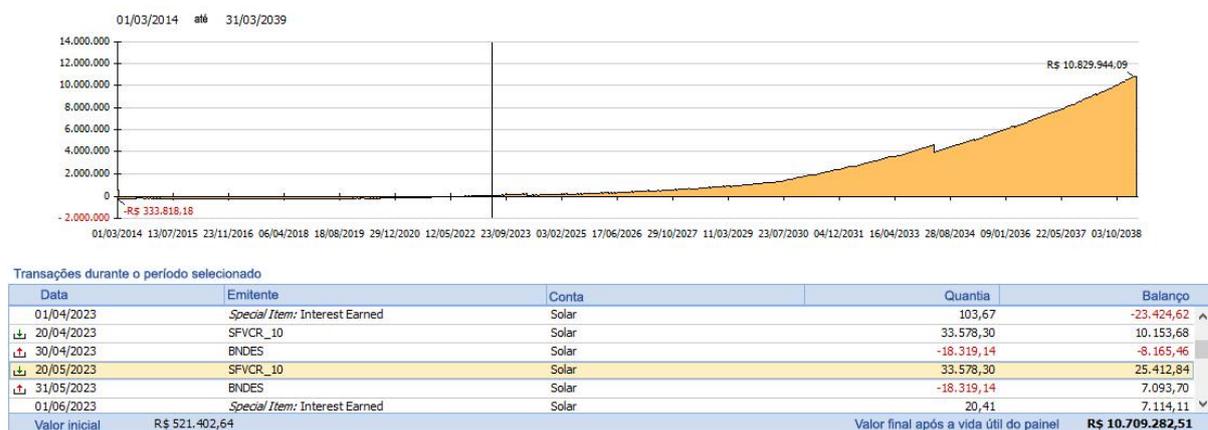


Figura 47 – Gráfico de retorno de investimento (Pay-Back-Time) – Cenário 8A.

Fonte: Autoria própria.

A Figura 47 mostra que para esse cenário o SFVCR possui tempo de retorno estimado em 9 anos e 3 meses. Esse é o melhor cenário a ser adotado e o mais próximo da realidade para o consumidor B, pois nele são considerados muitos fatores que influenciam diretamente no custo de operação do SFVCR. Também

porque é o que começa a dar retorno financeiro primeiro, mesmo que o financiamento esteja sendo feito em 16 anos o SFVCR começa a dar retorno a partir do 9º ano, e ao longo dos 25 anos junta um montante de R\$10.709.282,51.

7 CONCLUSÃO

O constante aumento da demanda de energia elétrica no Brasil faz com que o país tenha que investir cada vez mais na geração de energia elétrica, onde a procura por fontes alternativas se faz cada vez maior. Procuram-se fontes que sejam renováveis e que tenham pouco impacto ao meio ambiente, ao mesmo tempo que o fator financeiro também pesa, visto que é necessário que haja viabilidade econômica para a implantação destas novas formas de geração de eletricidade.

A matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente pela geração hidrelétrica. Devido à dependência de fatores hidrológicos, as usinas hidrelétricas podem ter sua produção variando ano a ano. Em 2012, por exemplo, devido a um menor volume de chuvas, a geração hidrelétrica diminuiu, o que fez acionar as usinas térmicas, que supriram o aumento da demanda naquele ano. A geração térmica, por ser mais cara no Brasil, pode fazer o preço da conta de luz do consumidor subir em uma situação como essa.

Dentro desta perspectiva, a energia solar apresenta bom potencial no Brasil, apesar de pouco explorada. No município de Curitiba, local onde o estudo foi realizado, constatou-se que há ótimas condições para a instalação de um sistema de geração solar fotovoltaica, podendo gerar quantidade considerável de energia elétrica durante o ano, visto que a geração estimada nesta região é em torno de 50% maior que o potencial na Alemanha, país com a maior capacidade instalada em SFVCR. Escolheu-se então um consumidor comercial para o estudo, mais especificamente um *shopping center*, que tem como característica possuir sistemas de ar-condicionado e iluminação que demandam grande quantidade de energia, especialmente nos períodos mais quentes do dia, que são os momentos de maior radiação solar, fazendo dos painéis fotovoltaicos uma opção bastante interessante, uma vez que a geração de energia solar se dá justamente nos períodos de maior consumo destes estabelecimentos.

O sistema fotovoltaico deste estudo está conectado à rede elétrica, e portanto foi necessário observar as normas e legislações específicas para este caso. A Resolução Normativa Nº 482 limita a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis em até 1 MW de potência instalada a ser integrada à rede elétrica, na

forma de compensação de energia. Esta limitação afetou diretamente os estudos dos consumidores analisados, já que era possível instalar uma potência maior neles.

Para o estudo realizado, para estimar os valores de energia elétrica, foram consideradas as condições ideais de geração, ou seja, inclinação igual a latitude do local, e orientação igual ao norte geográfico. Como se utilizou o Mapa Fotovoltaico do estado do Paraná, todas estas premissas foram utilizadas, assim como também um valor de performance ratio ou índice de desempenho de 0,75.

Foram analisados diferentes cenários econômicos a fim de tornar os resultados mais fidedignos e condizentes com a realidade financeira dos consumidores, conforme detalhado no capítulo 6. Estes diversos cenários mostram em alguns casos alguns erros são cometidos ao se analisar o tempo de retorno deste investimento. No pior cenário e o mais errado para se fazer, o tempo de retorno necessário foi de 23 anos e 1 mês, enquanto no melhor cenário (7A e 8A) para o consumidor A foi de 9 anos e 2 meses, e para o consumidor B foi de 9 anos e 3 meses. Nestes cenários foram utilizados recursos do Fundo Clima do BNDES, perda de potência de 0,65% dos módulos FV, e custo de manutenção de 1% a.a, e ajuste da tarifa de energia elétrica de 8,5% a.a. Também foi considerado a inflação para os custos de manutenção e uma taxa no custos dos inversores, o que no nosso entendimento mais se aproxima de uma condição real.

Neste trabalho, foram desconsideradas algumas condições como o sombreamento, causado por outras construções ao redor e que podem interferir na energia captada pelos painéis fotovoltaicos. O local de instalação dos painéis também precisa ser analisado mais profundamente, pois o formato da cobertura pode apresentar inclinações, o que mudaria o projeto.

Concluiu-se que Curitiba tem ótimo potencial de geração de energia solar, quando comparada a outras regiões no mundo que fazem bom aproveitamento dessa energia. Acredita-se que a utilização de geração fotovoltaica em grandes consumidores comerciais na região de Curitiba seja viável economicamente. Faz-se necessário um estudo mais aprofundado e específico para cada consumidor para que de fato um sistema desses seja considerado viável ou não. A condição de viabilidade pode variar dependendo do consumidor, principalmente no que diz respeito ao tempo de investimento, pois cada consumidor poderá exigir diferentes prazos para recuperar o capital investido.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro, 2006.

_____. **NBR 11704**: Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Rio de Janeiro, 2008.

ALMEIDA, P. M de, **Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica**, mai. 2011. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/labsolar/files/2011/05/Condicionamento-da-Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf>>. Acesso em 26 jul. 2013.

ANEEL. **Resolução Nº 652, de 9 de dezembro de 2003**. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). ANEEL, 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2013.

_____. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 2ª Edição**. ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/atlas2005.zip>>. Acesso em: 10 ago. 2013.

_____. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª Edição**. ANEEL, 2008. Disponível em: <http://www.fisica.net/energia/atlas_de_energia_eletrica_do_brasul_3a-ed.pdf>. Acesso em: 11 ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. ANEEL, 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2013.

ARAÚJO, Roberto Pereira. **Setor Elétrico Brasileiro - Uma Aventura Mercantil**. Brasília: Confea, 2009.

BASTOS SOBRINHO, A. I. **Faturas dos consumidores**. (2013).

BCB. **Perspectivas para a Inflação**. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/gci/port/RI_Dez_2013_port_final.pdf>. Acesso em: 3 fev. 2014.

_____. **Remuneração dos Depósitos de Poupança.** Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>>. Acesso em: 3 fev. 2014.

BNDES. Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Meio_Ambiente/proesco.html>. Acesso em 10 de mar. 2014.

_____. **Programa Fundo Clima.** Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html>. Acesso em 10 mar. 2014.

CONAMA. Resolução nº 06/87. Dispõe sobre o licenciamento ambiental de obras do setor de geração de energia elétrica, set. 1987. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=57>>. Acesso em 09 mar. 2013.

COPEL. Alterações Tarifárias e Planilhas. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>>. Acesso em: 22 dez. 2013.

COPEL. Taxas e Tarifas. 2013. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F0a363cf546237cc203257488005939ce>>. Acesso em: 19 dez. 2013.

CRESESB. Energia Solar Princípios e Aplicações. CEPEL, 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2013.

_____. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPEL, 2004. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2013.

ELETROBRÁS. Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015, Plano 2015 Volume III. Eletrobrás, 1993. Disponível em: <<http://www.eletrabras.com/ELB/data/Pages/LUMISAB255DD0PTBRIE.htm>>. Acesso em: 30 jun. 2013.

ELECTRÓNICA. **Energia Solar**, 2013. Disponível em: <<http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/18/30/>>. Acesso em: 28 ago. 2013.

EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. MME, mai. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 07 ago. 2013.

_____. **Balanco Energético Nacional 2013**. EPE, 2013. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2013.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. MME, 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Relatxrio_PDE2021_ConsultaPxblica.pdf>. Acesso em 25 ago. 2013.

EPIA. **Solar Generation V**, set. 2008. Disponível em: <http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/EPIA_SG_V_ENGLISH_FULL_Sept2008.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2013.

ESCRITÓRIO DO BANCO MUNDIAL NO BRASIL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate**. Escritório do Banco Mundial no Brasil, mar. 2008. Disponível em: <http://uc.socioambiental.org/sites/uc.socioambiental.org/files/Brazil_licenciamento_SintesePortugueseMarch2008.pdf>. Acesso em: 09 mar. 2013.

EUROPEAN COMMISSION. **Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe**, 2012. Disponível em: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>>.

FIRST SOLAR. **Photovoltaics International 17th Edition**, ago. 2012. Disponível em: <http://www.firstsolar.com/~media/Files/Products%20and%20Services%20-%20Product%20Documentation/Technology/PVI_17_Performance_FirstSolar_PV_Plants.ashx>. Acesso em: 29 jul. 2013.

FÜRST, O. **Detalhes na construção que fazem a diferença**, mai. 2012. Disponível em: <<http://bibocaambiental.blogspot.com.br/2012/05/detalhes-na-construcao-que-fazem.html>>. Acesso em: 11 ago. 2013.

GOLDHORNELECTRIC. **Recent completed Jobs**, 2013 Disponível em: <<http://www.goldhornelectric.com/recent.htm>>. Acesso em 29 jul. 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é Geração Distribuída?**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em 09 mar. 2013.

LAMBERTS, R... et al. **Casa Eficiente: Consumo e Geração de Energia Volume 2**. UFSC, 2010. Disponível em: <http://www.labee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/livros/CasaEficiente_vol_II_WEB.pdf>. Acesso em 25 jul. 2013.

MANZ. **Brochure - CIGS Production Solutions**, mai. 2013. Disponível em: <http://www.manz.com/files/Manz_brochure_CIGS_EN_2013-05.pdf5190ea6d56d10/Manz_brochure_CIGS_EN_2013-05.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2013.

MMA. **Biomassa**. MMA, 2013. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/biomassa>>. Acesso em: 10 ago. 2013.

MME. **Balanco Energético Nacional 2012**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/see/galerias/arquivos/Publicacoes/Boletim_mensalDMSE/Bol etim_de_Monitoramento_do_Sistema_Eltrico_-_Dezembro2_-2012.pdf>. Acesso em: 09 mar. 2013.

_____. **PROINFA**. MME, 2013. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em 04 ago. 2013.

NERI, M. C. **A nova classe média**. Rio de Janeiro: FGC/IBRE, CPS, 2008.

NEUMANN; URBAN; DAY; LAL; NORDLANDER; HALAS. **Solar Vapor Generation Enabled by Nanoparticles**, 2012. Disponível em: <<http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=vapor-solar&id=010115121122>>. Acesso em: 09 ago. 2013.

NREL. **How to change parameters**, 2012. Disponível em: <http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing_parameters.html>. Acesso em 22 dez. 2013.

ONS. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro**, 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/entenda_setor/evolucao_setor.aspx>. Acesso em 10 ago. 2013.

_____. **O que é o Sistema Interligado Nacional (SIN)**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/index.aspx>. Acesso em 10 ago. 2013.

PEREIRA; MARTINS; ABREU; RÜTHER. **Atlas brasileiro de energia solar**. INPE, 2006. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em 07 ago. 2013.

PHOTON INTERNATIONAL. **Cell Production 2010**, mar. 2011 Disponível em: <http://www.photon-international.com/download/photon_cell_production_2010.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2013.

POSHARP. **Photovoltaic Panel Database Sorting with Cell Technologies**. 2014. Disponível em: <<http://www.posharp.com/photovoltaic/solarcells/database.aspx>>. Acesso em 6 jan. 2014.

PORTAL PCH. **O que é uma PCH?**. Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/index.php/saiba-mais>>. Acesso em: 10 ago. 2013.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. LABSOLAR, 2004. Disponível em: <<http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em: 26 de jul. 2013.

SCHEIDT, P. **América do Sol**, 2013. Disponível em: <<http://www.americadosol.org>>. Acesso em: 10 ago. 2013

SOLSTÍCIO ENERGIA. **Energia Solar**, 2013. Disponível em: <<http://www.solsticioenergia.com.br/sobre-energia-solar/>>. Acesso em 27 ago. 2013.

TIEPOLO; URBANETZ; CANGIOLIERI. **A solar photovoltaic electricity insert source in the state of Paraná/brazil: an analysis of productive potential**. ICPR, 2013. Disponível em: <[http://www.fiepr.org.br/observatorios/energia/uploadAddress/ICPR_22__Tiepolo_et_al_\(2\)\[45991\].pdf](http://www.fiepr.org.br/observatorios/energia/uploadAddress/ICPR_22__Tiepolo_et_al_(2)[45991].pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2014.

UOL. **Economia**. Disponível em: <<http://economia.uol.com.br/noticias/valor-online/2013/11/26/dolar-sobe-e-se-aproxima-da-casa-de-r-230.htm>>. Acesso em: 27 nov. 2013.

VALLÊRA, M.; BRITO, C. **Meio Século de História de Célula Fotovoltaica**. FCUL, 2006. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>>. Acesso em: 09 mar. 2013.

VIANA, T. **Energia Solar Fotovoltaica - Geração de Energia Elétrica a Partir do Sol**, 2011. Disponível em: <http://www.lepten.ufsc.br/disciplinas/emc5489/arquivos/pdf/conteudo_aulas/aula_trajano1.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2013.

ANEXOS

ANEXO A – Apoio a projetos de eficiência energética – PROESCO

Objetivo

Apoiar projetos de eficiência energética.

Quem pode solicitar

- Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCO);
- usuários finais de energia;
- empresas de geração, transmissão e distribuição de energia.

O que pode ser financiado

Empreendimentos

Intervenções que comprovadamente contribuam para a economia de energia, aumentem a eficiência global do sistema energético ou promovam a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis.

Dentre os focos de ação possíveis, destacam-se os seguintes:

1. iluminação;
2. motores;
3. otimização de processos;
4. ar comprimido;
5. bombeamento;
6. ar condicionado e ventilação;
7. refrigeração e resfriamento;
8. produção e distribuição de vapor;
9. aquecimento;
10. automação e controle;
11. geração, transmissão e distribuição de energia;

12. gerenciamento energético;
13. melhoria da qualidade da energia, inclusive correção do fator de potência; e
14. redução da demanda no horário de ponta do consumo do sistema elétrico.

Itens

1. Estudos e projetos;
2. obras e instalações;
3. máquinas e equipamentos novos, fabricados no país e credenciados no BNDES;
4. máquinas e equipamentos importados, sem similar nacional e já internalizados no mercado nacional;
5. serviços técnicos especializados; e
6. sistemas de informação, monitoramento, controle e fiscalização.

O BNDES pode apoiar o capital de giro associado a itens de projetos financiados nesta linha. Consulte as condições específicas para este apoio.

Procedimentos operacionais específicos

As operações no âmbito do PROESCO poderão ser realizadas tanto diretamente pelo BNDES como por intermédio de instituições financeiras credenciadas, mediante repasse ou mandato específico, independentemente do valor do pedido do financiamento.

As operações de apoio às ESCO também podem ser realizadas na modalidade de risco compartilhado entre o BNDES e as instituições financeiras credenciadas. Nesta forma de apoio, o risco do BNDES é limitado, no máximo, a 80% do valor financiado. Os projetos devem ser apresentados ao Banco com a análise da instituição financeira credenciada mandatária, após ter sido realizada a certificação da viabilidade técnica por instituição capacitada.

Para projetos de usuários finais, geradores, transmissores e distribuidores de energia, os procedimentos são os usuais para enquadramento, análise e contratação.

Valor mínimo de financiamento

Não há.

Taxa de juros

Apoio direto (operação feita diretamente com o BNDES)

Taxa de juros = Custo financeiro + Remuneração básica do BNDES + Taxa de risco de crédito (entenda as parcelas)

CUSTO FINANCEIRO	NO MÍNIMO, TJLP
Remuneração básica do BNDES	A partir de 1% ao ano (a.a.)
Taxa de risco de crédito	Até 4,18% a.a., conforme o risco de crédito do cliente

Observação: o custo financeiro será Cesta nas operações com empresas sediadas no País, cujo controle seja exercido, direta ou indiretamente, por pessoa física ou jurídica domiciliada ou sediada no exterior, destinado a investimentos de qualquer natureza em atividade econômica não especificada no Decreto nº 2.233/97 [↗](#), de 23.05.1997.

Apoio indireto (operação feita por meio de instituição financeira credenciada)

Taxa de juros = Custo financeiro + Remuneração básica do BNDES + Taxa de intermediação financeira + Remuneração da instituição financeira credenciada (entenda as parcelas)

CUSTO FINANCEIRO	NO MÍNIMO, TJLP
Remuneração básica do BNDES	A partir de 1% a.a.
Taxa de intermediação financeira	0,1% a.a. para micro, pequenas e médias empresas (MPMEs) ou 0,5% a.a. para demais empresas
Remuneração da instituição credenciada	Negociada entre a instituição e o cliente

Veja a classificação de porte das empresas.

Observação: o custo financeiro será Cesta nas operações com empresas sediadas no País, cujo controle seja exercido, direta ou indiretamente, por pessoa física ou jurídica domiciliada ou sediada no exterior, destinado a investimentos de qualquer natureza em atividade econômica não especificada no Decreto nº 2.233/97 [↗](#), de 23.05.1997.

Consulte também outras tarifas cobradas nos contratos de financiamento do BNDES.

Participação máxima do BNDES

O Banco financia até 90% do valor dos itens financiáveis.

Prazo

Até 6 anos, incluído o prazo máximo de carência de 2 anos.

Observação: os segmentos de Geração e Transmissão de Energia poderão ter prazo maior se a análise da operação específica indicar como necessário.

Garantias

Nas operações de financiamento às ESCO, com risco compartilhado entre a instituição financeira credenciada e o BNDES, este poderá se responsabilizar por até 80% do risco da operação, devendo as instituições credenciadas assumir, no mínimo, 20%. Neste caso, será cobrada do cliente uma comissão especial por assunção de risco e as instituições credenciadas deverão obrigatoriamente exigir como garantia dos financiamentos a fiança dos controladores da ESCO e o penhor dos direitos creditórios decorrentes do contrato de prestação de serviços da ESCO com seu cliente.

Nas operações sob a forma de apoio indireta não automática, a definição das garantias ficará a critério da instituição financeira credenciada, respeitadas as normas do Banco Central do Brasil.

Saiba mais sobre as garantias das operações com recursos do BNDES.

Como solicitar

As solicitações de apoio financeiro são encaminhadas diretamente ao BNDES por meio de Consulta Prévia, preenchida segundo as orientações do roteiro de informações específico para o PROESCO (*DOC - 426 kB*), enviada pela empresa interessada ou por intermédio da instituição financeira credenciada de sua preferência, ao:

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

Área de Planejamento – AP

Departamento de Prioridades – DEPRI

Av. República do Chile, 100 - Protocolo – Térreo

20031-917 - Rio de Janeiro – RJ

ANEXO B – Fundo Clima - Energias Renováveis

Objetivo

Apoiar investimentos em geração e distribuição local de energia renovável, no desenvolvimento tecnológico e na cadeia produtiva do setor de energias renováveis.

Formas de apoio

Direta e Indireta.

No caso de apoio indireto, a instituição financeira credenciada deve ser pública.

Saiba mais sobre as formas de apoio do BNDES.

Atenção: As condições descritas nesta página são válidas somente para operações diretas e indiretas não automáticas. As condições para operações indiretas automáticas dependem da publicação de nova circular do BNDES.

Clientes

- Estados, Municípios e Distrito Federal;
- entidades da Administração Pública Indireta Federal, Estadual e Municipal, inclusive consórcios públicos que tenham a natureza de associação pública;
- empresas com sede e administração no País; e
- produtores rurais (pessoas físicas ou jurídicas) e suas cooperativas.

Empreendimentos apoiáveis

1. Implantação de projetos de geração de energia em sistemas elétricos isolados que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir da captura da energia eólica ou do uso da energia hidráulica - esta última para capacidades de até 1 MW (um megawatt);

2. implantação de projetos de geração de energia a partir da captura da radiação solar, energia dos oceanos (marés, ondas e outras) e da biomassa, exceto derivada da cana-de-açúcar ou de resíduos sólidos urbanos;
3. implantação de projetos que visem ao desenvolvimento tecnológico dos setores de energia eólica, da biomassa, dos oceanos (marés, ondas e outras) hidráulica ou solar; e
4. implantação de projetos da cadeia produtiva do setor de energia dos oceanos ou de energia solar, inclusive plantas de purificação de silício.

Condições de financiamento

Valor mínimo do financiamento

R\$ 3 milhões (apenas para operações realizadas nas formas direta e indireta não automática).

Taxa de juros

<i>Apoio direto (operação feita diretamente com o BNDES)</i>	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Risco de Crédito
<i>Apoio indireto (operação feita por meio de instituição financeira credenciada)</i>	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Intermediação Financeira + Remuneração da Instituição Financeira Credenciada

a) Custo Financeiro: 1% a.a.

b) Remuneração Básica do BNDES: 0,9% a.a.

c) Taxa de Risco de Crédito:

- 1% a.a. - apenas para Estados, Municípios e Distrito Federal.
- até 3,6% a.a. - para os demais clientes, conforme o risco de crédito do cliente.

d) Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% a.a. Micro, pequenas e médias empresas (MPMEs) estão isentas desta taxa.

Veja a classificação de porte das empresas adotada pelo BNDES.

e) Remuneração da Instituição Financeira Credenciada: até 3,0% a.a., sendo negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente.

Participação máxima do BNDES

Até 90% do valor dos itens financiáveis.

Prazo

Até 16 anos, incluído período de carência, que terminará em até 6 meses após a data de entrada em operação comercial do empreendimento, não ultrapassando 8 anos.

Garantias

Para apoio direto: definidas na análise da operação.

Para apoio indireto: negociadas entre a instituição financeira credenciada e o cliente.

Saiba mais sobre as garantias das operações com recursos do BNDES.

Encaminhamento

As solicitações de apoio são encaminhadas ao BNDES pela empresa interessada ou por intermédio da instituição financeira credenciada (pública), por meio de Consulta Prévia, preenchida segundo as orientações do roteiro de informações e enviada ao:

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

Área de Planejamento – AP

Departamento de Prioridades – DEPRI

Av. República do Chile, 100 - Protocolo – Térreo

20031-917 - Rio de Janeiro - RJ