

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

RAFAEL AUGUSTO DE GODOY ROSOLEN

Análise da Viabilidade Econômica para a Geração Compartilhada em
Mini Usinas Fotovoltaicas

São Carlos

2017

RAFAEL AUGUSTO DE GODOY ROSOLEN

Análise da Viabilidade Econômica para a Geração Compartilhada em
Mini Usinas Fotovoltaicas

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica - Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Profa. Dra. Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto

São Carlos

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

R788a Rosolen, Rafael Augusto de Godoy
Análise da Viabilidade Econômica para a Geração Compartilhada em Mini Usinas Fotovoltaicas / Rafael Augusto de Godoy Rosolen; orientadora Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Mini Usinas Fotovoltaicas. 2. Geração Compartilhada. 3. Análise de Viabilidade Econômica. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Rafael Augusto de Godoy Rosolen

Título: “Análise da viabilidade econômica para a geração compartilhada em mini usinas fotovoltaicas”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado

em 30 / 11 / 2017,

com NOTA 9,0 (noze), pela Comissão Julgadora:

*Profa. Associada Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto -
Orientadora - SEP/EESC/USP*

Mestre Diogo Ferraz - Doutorando - SEP/EESC/USP

*Mestre Alex Almeida Pignatti - Gerência de Engenharia de Normas e
Padrões/CPFL*

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino**

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais pelo apoio
incondicional.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a minha família que nunca hesitou ou mediu esforços em me auxiliar de todas as maneiras que estivessem ao seu alcance em toda a minha existência.

A minha orientadora Dra. Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto, que me ensinando e orientando asseguradamente contribuiu para o meu conhecimento em análises de investimentos.

Ao Me. Diogo Ferraz, pelo incentivo e ensino constantes que tornaram este trabalho realidade, por suas correções, sugestões e comentários assertivos e de grande valor que influenciaram de maneira extremamente positiva este trabalho.

Aos colegas e amigos da CPFL Energia, que ao longo do meu estágio demonstraram na prática o que significa ser um engenheiro, ciente de suas responsabilidades e com a capacidade de promover melhorias significativas na sociedade.

A todos os meus amigos de São Carlos, Campinas e Pirassununga que, mesmo nem sempre próximos fisicamente, estiveram sempre presentes em minha vida, tornando mais alegres todos os momentos.

Enfim, agradeço a todos que fizeram parte desta etapa decisiva na minha vida.

RESUMO

ROSOLEN, R. A. de G., **Análise da Viabilidade Econômica para a Geração Compartilhada em Mini Usinas Fotovoltaicas**. 2017. 93 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Este trabalho mensura a viabilidade econômica de mini usinas fotovoltaicas a serem instaladas no estado de São Paulo (SP) a partir das especificações da resolução N° 687 da ANEEL. Faz-se uma análise das características físicas e técnicas que influenciam diretamente no projeto de implantação de uma mini central geradora fotovoltaica (UFV) e, após avaliar potenciais grupos de investidores caracterizando seus perfis econômico e social, determina-se os fluxos de caixa dos projetos de instalação de UFVs para cada perfil de investidor. Aplica-se métodos determinísticos de análise de investimento: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e o método do Período de Retorno do Capital (*Payback*) e fica exemplificado que o investimento é mais vantajoso quanto maior for o consumo elétrico do investidor, pois aumenta a margem disponível para economizar mensalmente, e quanto menor for o retorno financeiro que o investidor espera dos investimentos que realiza com seu capital. Resultando em um entendimento que o perfil mais adequado para investir na implantação da UFV é o investidor conservador que mora em uma residência de alto padrão, pois seu alto consumo médio de energia elétrica possibilita grandes economias mensais enquanto que não apresenta uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) elevada a ponto de ser maior que as TIR e TIRM do projeto de investimento.

Palavras-chave: Mini Central Geradora Fotovoltaica. Geração Compartilhada. Análise de Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

ROSOLEN, R. A. de G., **Financial Viability Analysis for Shared Generation in Mini Photovoltaic Plants** 2017. 93 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

This work measures the mini photovoltaic plants installation's financial viability in São Paulo (SP) according to the ANEEL's N° 687 resolution specifications. An analysis of the physical and technical characteristics that directly influence the project of building a mini photovoltaic power plant is made and, after considering potential groups of investors and characterizing its economic and social profiles, the cash flows of each UFVs installation project is set. Applying investment analysis methods: Net Current Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Modified Internal Rate of Return (MIRR) and Payback, it is determined that those investors that have higher electric consumption and the lesser financial return expectations from its investments are more likely to appreciate the investment. Resulting in an understanding that the most suitable profile to invest in the building of a mini photovoltaic power plant is the conservative investor who lives in a high standard residence. Because his high average electricity consumption allows large monthly savings while it does not have a Minimum Attractiveness Rate high enough to be greater than the project's IRR and MIRR.

Keywords: Mini Photovoltaic Power Plant. Shared Generation. Financial Viability Analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Energia gerada, por fonte, em cada ano entre 1973 e 2013	28
Figura 2 - Taxa de crescimento anual, entre 1990 e 2013, da energia elétrica gerada por todas as fontes de energia renovável somadas e por cada uma separadamente	29
Figura 3 - Percentual da energia primária total gerada por fontes renováveis, por região	29
Figura 4 - Desenvolvimento da capacidade instalada e a taxa de crescimento anual da instalação de painéis fotovoltaicos em alguns países	31
Figura 5 - Produção mundial de painéis fotovoltaicos no período de 2005 a 2013	32
Figura 6 - Consumo de energia versus PIB brasileiro entre 1995 e 2015. Compilado de EPE (2015) e IBGE (2017).....	33
Figura 7 - Potência de geração instalada no Brasil de 2004 a 2015	34
Figura 8 - Número de usinas instaladas no Brasil e as respectivas potências instaladas por categoria de geração em 2015	35
Figura 9 - Representação do Sistema Interligado Nacional (SIN)	37
Figura 10 – Média anual da irradiação global horizontal.....	39
Figura 11 - Radiação de incidência normal na Europa.....	40
Figura 12 - Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões brasileiras	42
Figura 13 - Rentabilidade do Fundo BB Renda Fixa Simples (azul) em comparação com o CDI (preto) ao longo da existência do fundo	50
Figura 14 - Diagrama do Fluxo de Caixa ao longo de 25 períodos de tempo.....	56
Figura 15 - Curva de geração típica de uma UFV ao longo do dia	70
Figura 16 - Distribuição da população brasileira e potencial de geração anual da UFV em função da potência instalada para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo eficiência de 80% para geradores fotovoltaicos fixos.	70
Figura 17 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 1, cenário 1	75
Figura 18 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 1, cenário 2.....	76
Figura 19 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 2, cenário 1	76
Figura 20 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 2, cenário 2.....	77
Figura 21 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 3, cenário 1	77
Figura 22 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 3, cenário 2.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tabela de dados sobre os painéis fotovoltaicos nos anos de 2009 e 2013	31
Tabela 2 - Número de usinas instaladas no Brasil e as respectivas potências instaladas por categoria de geração	35
Tabela 3 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por tipo de geração.....	44
Tabela 4 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por modalidade.....	45
Tabela 5 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por Classe de Consumo.....	46
Tabela 6 - Rentabilidade Relativa do Fundo BB Renda Fixa Simples (% sobre o CDI)	50
Tabela 7 - Resumo dos Perfis de Investidores.....	54
Tabela 8 - Percentuais de cobrança de ICMS por faixa de consumo em kW/h, conforme a classe da unidade consumidora do Grupo B	67
Tabela 9 - Comparação do histórico de reajustes na tarifa com o IPCA acumulado dos últimos 12 meses até abril de cada ano.....	74
Tabela 10 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 1	80
Tabela 11 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 2 - TMA de 1% a.a.	82
Tabela 12 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 2 - TMA de 5,18% a.a.	82
Tabela 13 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 3	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABES	-	Atlas Brasileiro de Energia Solar
ABNT	-	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	-	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	-	Banco de Informações de Geração
CDB	-	Certificado de Depósito Bancário
CDI	-	Certificado de Depósito Interbancário
CGH	-	Central Geradora Hidrelétrica
CIP	-	Contribuição de Iluminação Pública
CNPJ	-	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	-	Cadastro de Pessoa Física
EOL	-	Central Geradora Eolielétrica
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
FGTS	-	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
IBGE	-	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	-	International Energy Agency
INPE	-	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IR	-	Imposto de Renda
LC	-	Letra de Câmbio
LCA	-	Letra de Crédito Agrícola
LCI	-	Letra de Crédito Imobiliário
MME	-	Ministério de Minas e Energia
OECD	-	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
P&D	-	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	-	Pequena Central Hidrelétrica
PIB	-	Produto Interno Bruto
REN21	-	Renewable Energy Policy Network for the 21 th Century
SELIC	-	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
TCC	-	Trabalho de Conclusão de Curso

TE	-	Tarifa de Energia
TIR	-	Taxa Interna de Retorno
TIRM	-	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	-	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	-	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	-	Unidade Consumidora
UFV	-	Central Geradora Fotovoltaica
UHE	-	Usina Hidrelétrica
UTE	-	Usina Termelétrica
UTN	-	Usina Termonuclear
VAL	-	Valor Atual Líquido
VPL	-	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	24
1.1 Considerações Preliminares	25
1.2 Objetivos	26
1.2.1 Objetivo Geral	26
1.2.2 Objetivos Específicos	26
1.3 Estrutura do Trabalho	26
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	28
2.1 Cenário energético mundial	28
2.2 Cenário mundial dos painéis fotovoltaicos	30
2.3 Cenário energético brasileiro	33
2.3.1 Geração	33
2.3.2 Transmissão e Distribuição	36
2.4 Cenário brasileiro de painéis fotovoltaicos	38
2.4.1 Radiação Solar	38
2.4.2 Geração Distribuída	43
3 PERFIS DE INVESTIDORES	48
3.1 Investidor 1	49
3.1.1 Perfil Econômico do Investidor 1	49
3.1.2 Consumo Elétrico do Investidor 1	51
3.2 Investidor 2	51
3.2.1 Perfil Econômico do Investidor 2	51
3.2.2 Consumo Elétrico do Investidor 2	52
3.3 Investidor 3	53
3.3.1 Perfil Econômico do Investidor 3	53
3.3.2 Consumo Elétrico do Investidor 3	54
3.4 Resumo dos Perfis de Investidores	54
4 MÉTODO	56
4.1 Fluxo de Caixa	56
4.2 Métodos Determinísticos de Análise de Investimentos	57
4.2.1 Valor Atual Líquido (VAL)	57
4.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)	58
4.2.3 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	59

	21
4.2.4 Método do Período de Retorno do Capital (<i>Payback</i>)	60
5 VIABILIDADE DO INVESTIMENTO	62
5.1 Custo da Usina	62
5.1.1 Custo de Instalação	62
5.1.2 Custo do Terreno	62
5.1.3 Custos de Manutenção	65
5.1.4 Custos Tarifários	65
5.1.4.1 Custo de Disponibilidade da Residência de Alto Padrão	66
5.1.4.2 Custo de Disponibilidade da Residência de Baixo Padrão	68
5.1.4.3 Custo de Disponibilidade do Comércio	68
5.1.4.4 Custo de Disponibilidade da Usina	69
5.2 Receita Gerada pela Usina	71
5.2.1 Investidor 1	72
5.2.2 Investidor 2	72
5.2.3 Investidor 3	73
5.3 Fluxos de Caixa	73
5.3.1 Informações para Construção dos Diagramas de Fluxo de Caixa	74
5.3.2 Investidor 1	75
5.3.3 Investidor 2	76
5.3.4 Investidor 3	77
5.4 Viabilidade do Investimento	78
5.4.1 Investidor 1	78
5.4.1.1 Valor Atual Líquido (VAL)	78
5.4.1.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	79
5.4.1.3 Período de Retorno do Capital (<i>Payback</i>)	79
5.4.1.4 Resumo Resultados Investidor 1	80
5.4.2 Investidor 2	80
5.4.2.1 Valor Atual Líquido (VAL)	80
5.4.2.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	81
5.4.2.3 Período de Retorno do Capital (<i>Payback</i>)	82
5.4.2.4 Resumo Resultados Investidor 2	82

	22
5.4.3 Investidor 3	82
5.4.3.1 Valor Atual Líquido (VAL)	82
5.4.3.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	83
5.4.3.3 Período de Retorno do Capital (<i>Payback</i>)	83
5.4.3.4 Resumo Resultados Investidor 3	83
6 CONCLUSÃO	84
REFERÊNCIAS	88
ANEXO A	91

1 INTRODUÇÃO

Observa-se que os grandes empreendimentos hidrelétricos na região Amazônica, como as usinas de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira e Belo Monte no Rio Xingu, são a principal ação de governo para ampliação do parque gerador com aproveitamento de recursos renováveis. No entanto, estes projetos enfrentam crescentes críticas de parte da sociedade em razão dos impactos sociais e ambientais causados pelas grandes áreas alagadas que implicam em remoção de populações ribeirinhas e indígenas, emissões de metano, alteração do ciclo hidrológico e danos ao equilíbrio ecossistêmico local (ABES, 2017).

Além disso, os investimentos em grandes hidrelétricas intensificam a vulnerabilidade da matriz elétrica brasileira ao regime de chuvas, com forte influência na segurança energética do país, acarretando em um aumento do risco de apagões e do custo da energia devido ao despacho adicional de usinas termoeletricas (TIEPOLO et al.,2016). Um cenário assim não se mostra promissor tendo em vista a incerteza associada às mudanças climáticas e suas possíveis influências na frequência de eventos extremos, devendo ser de alguma forma mitigado.

Com tal análise se sobressai a importância que a energia solar pode desempenhar na expansão da matriz elétrica brasileira, aumentando sua resiliência por meio da diversificação das fontes e exploração de possíveis complementaridades. Justamente como aponta Abramovay (2010), deve-se enfrentar a dificuldade de diversificar as fontes alternativas de energia, e buscar, por exemplo, incentivos para expansão da conversão fotovoltaica de energia solar.

No mesmo sentido, Feitosa (2010) alerta para o risco de que o Brasil não aproveite os benefícios da energia solar fotovoltaica simplesmente por ser mais cara, sem considerar que em pouco tempo pode se estabelecer condições competitivas para esta tecnologia frente às outras fontes convencionais de energia elétrica.

Mostra-se, portanto, de grande valia uma análise quanto à viabilidade financeira atual dos cidadãos brasileiros investirem na instalação de geradores fotovoltaicos de energia. E sem perder de vista a argumentação de Feitosa (2010), caso investir em conversores fotovoltaicos não se mostre um investimento vantajoso na presente data, é de igual importância entender quais mudanças e incentivos podem tornar viável este investimento.

1.1 Considerações Preliminares

Desde 2016, entraram em vigor as novas regras para a geração de energia elétrica distribuída no Brasil. A partir desta nova regulamentação, cada domicílio, seja ela uma casa, um edifício comercial ou residencial, bem como um comércio ou indústria obtiveram incentivos para gerar energia elétrica, a partir de placas fotovoltaicas. Isto porque, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a revisão da Resolução Normativa N° 482 e a nova Resolução (N° 687) traz incentivos para que se distribua a geração de energia elétrica.

Estes incentivos decorrem da possibilidade de promover instalações com a chamada Geração Compartilhada. Anteriormente, os proprietários dos sistemas fotovoltaicos geravam créditos como no modelo vigente, mas só podiam utilizá-los em locais com o mesmo número de Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ). Com a entrada em vigor da nova resolução, os créditos gerados em uma unidade podem ser aproveitados em outras unidades consumidoras com CPF ou CNPJ diferentes, desde que exista vínculo entre as partes. Tal vínculo pode ser caracterizado pela reunião na forma de consórcio ou cooperativa entre as pessoas físicas ou jurídicas.

Outra novidade da Resolução está na possibilidade de usar áreas em locais distantes do ponto de consumo para instalar o sistema fotovoltaico. Este conceito chamado de Autoconsumo Remoto ampliou a oportunidade de uso da energia solar fotovoltaica para diversos segmentos, as vantagens podem ser de caráter técnico no caso de se optar por realizar a instalação em um local com maior radiação solar e ou de caráter estratégico já que possibilita aos moradores dos grandes centros urbanos o investimento neste tipo de energia.

É justamente neste cenário que este trabalho se insere, buscando identificar a rentabilidade econômica da Geração Compartilhada, um investimento que só se tornou possível recentemente e se mostra promissor, se comparado a outros investimentos considerados tradicionais. Ademais, tendo em vista a recente publicação da referida resolução, verifica-se uma lacuna na literatura no que diz respeito à viabilidade econômica sobre energia solar. Espera-se que os resultados deste trabalho contribuam para propor novos modelos de negócio que elevem a participação de energia solar na matriz energética do Brasil.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é mensurar a viabilidade econômica de mini usinas fotovoltaicas a serem instaladas no estado de São Paulo (SP), a partir das especificações da resolução N° 687 da ANEEL.

1.2.2 Objetivos Específicos

A fim de atingir o objetivo geral proposto, alguns objetivos específicos foram elencados, são eles:

- Analisar as características físicas e técnicas para a implantação de uma mini central geradora fotovoltaica (UFV);
- Avaliar os potenciais grupos de investidores de acordo com os perfis econômico e social;
- Mensurar os fluxos de caixa dos projetos de instalação de mini usinas fotovoltaicas;
- Avaliar e discutir a viabilidade econômica de cada projeto.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) se encontra dividido em seis capítulos:

O primeiro capítulo apresenta uma introdução sobre o tema do trabalho, abordando sua importância, e os objetivos geral e específicos.

Na Revisão Bibliográfica são discutidos assuntos relacionados ao tema deste relatório. O capítulo se inicia apresentando dados referentes à produção de energia elétrica no mundo, abordando os cenários externo e interno do mercado de painéis fotovoltaicos e, por fim, discorre sobre as regulamentações brasileiras pertinentes ao tema.

O capítulo três propõe potenciais perfis de investidores que podem se interessar neste tipo de investimento, apresentando as características de cada grupo de investidores e suas expectativas sobre o retorno de se investir em mini usinas fotovoltaicas.

O quarto capítulo apresenta o método utilizado para alcançar o objetivo geral mostrado no primeiro capítulo. O método aponta como são realizados os cálculos dos indicadores pertinentes à análise da viabilidade econômica de cada projeto.

Os resultados apresentados no quinto capítulo mostram como os diferentes perfis abordados neste trabalho afetam a viabilidade econômica do investimento. A avaliação da viabilidade econômica de cada projeto está inclusa neste capítulo.

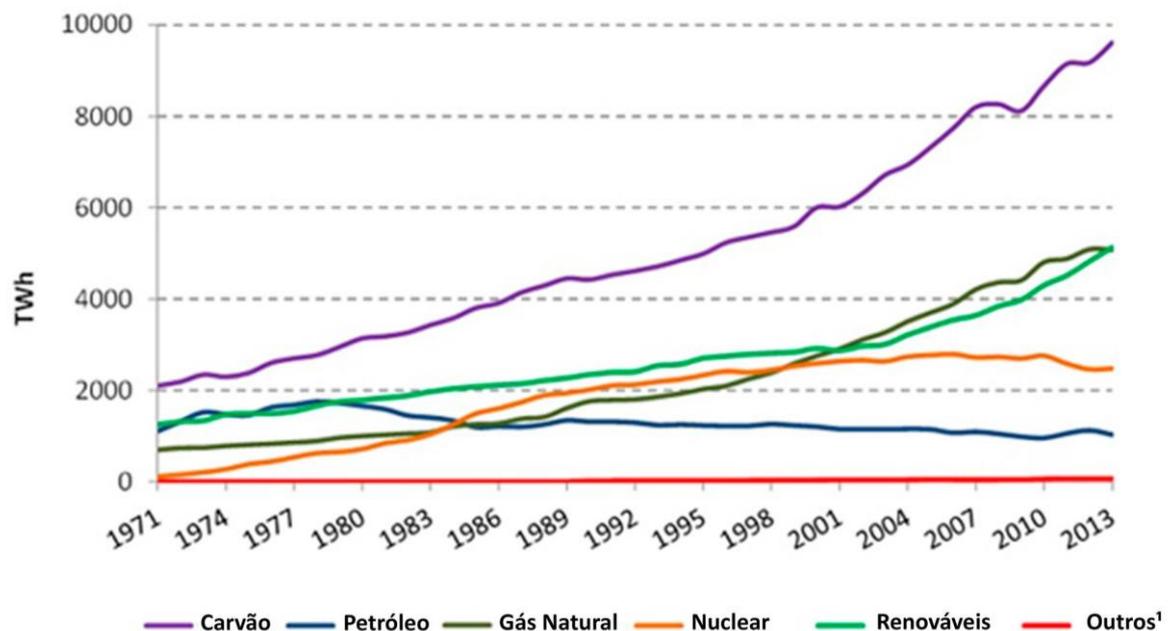
O sexto e último capítulo apresenta as conclusões referentes às análises realizadas no quinto capítulo deste estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Cenário energético mundial

A energia elétrica é de fundamental importância para a humanidade. Seu consumo é considerado um dos indicadores do desenvolvimento da população mundial (TEIXEIRA, 2002). Tendo em vista a importância energética para o desenvolvimento social e econômico dos países, o objetivo deste capítulo é revisar as tendências e limites para o desenvolvimento de uma matriz energética sustentável.

A produção de energia elétrica mundial entre 1973 e 2013 cresceu em diversos setores, conforme o gráfico mostra na Figura 1. Neste gráfico, é apresentado quanto de energia elétrica foi produzida, em Tera-Watt hora (TWh), por cada fonte, ao longo do período. A partir dos dados da International Energy Agency (IEA) pode ser observado que a energia elétrica produzida pelas fontes consideradas renováveis, ultrapassou a produzida pelo gás natural em 2013 e ocupa o segundo lugar, atrás apenas da energia elétrica gerada pelo carvão (IEA, 2015a).



¹ Perdas não-renováveis e de outras fontes (ex. células combustíveis)

Figura 1 - Energia gerada, por fonte, em cada ano entre 1973 e 2013
Fonte: IEA (2015a)

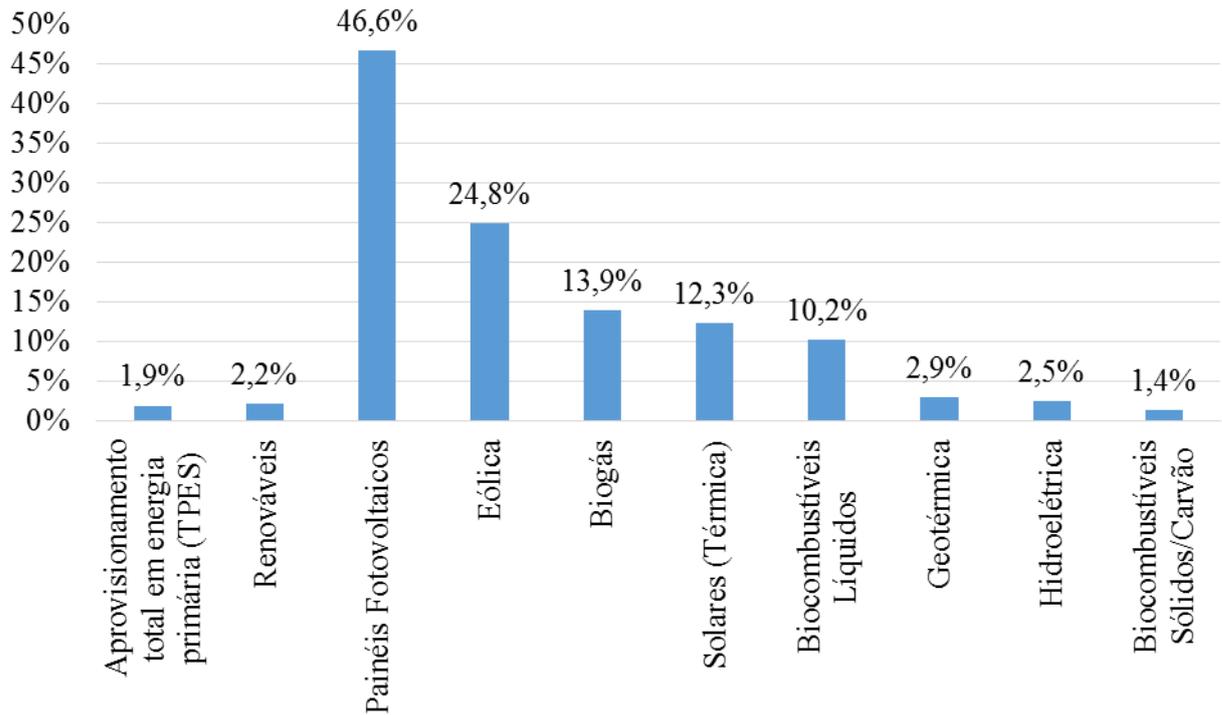


Figura 2 - Taxa de crescimento anual, entre 1990 e 2013, da energia elétrica gerada por todas as fontes de energia renovável somadas e por cada uma separadamente
Fonte: IEA (2015a)

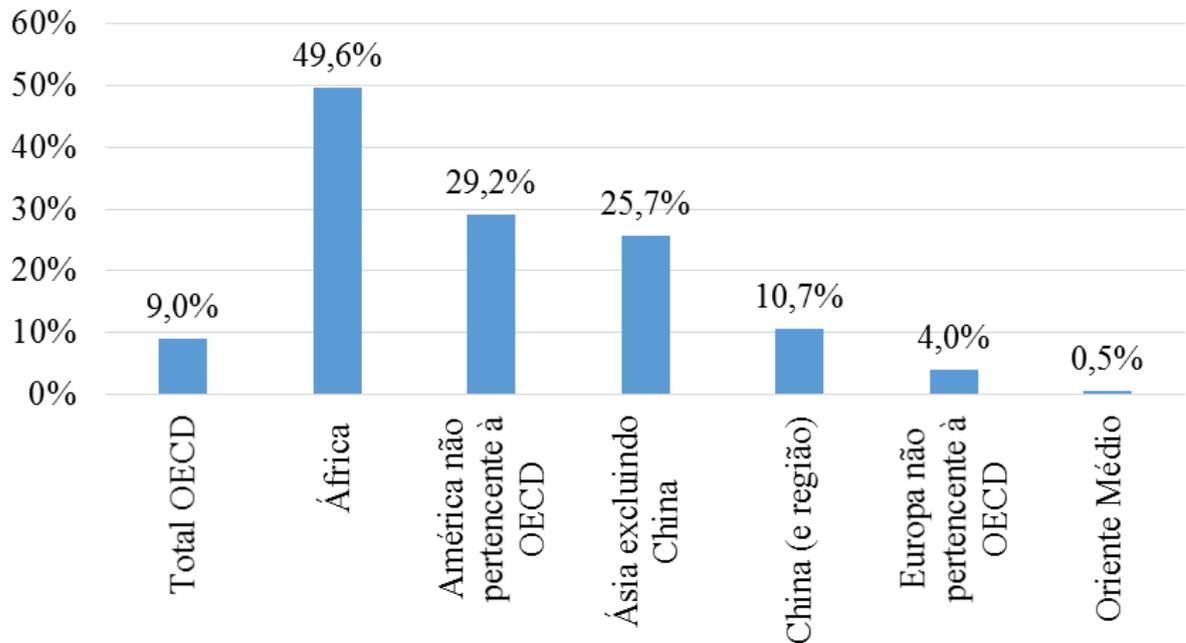


Figura 3 - Percentual da energia primária total gerada por fontes renováveis, por região
Fonte: IEA (2015a)

O crescimento anual entre 1990 e 2013, em porcentagem, de todas as fontes de energia renovável é apresentado na Figura 2. A figura mostra que as maiores taxas de crescimento são da energia fotovoltaica e eólica, 46,6% e 24,8%, respectivamente (IEA, 2015a).

Na Figura 3, é apresentado o percentual, da energia primária total, que é gerada por fontes renováveis em cada região (IEA, 2015b). Contudo, apesar dos países pertencentes à OECD apresentarem relativamente um baixo percentual de energia primária gerada a partir de fontes renováveis (9%), juntos eles representam 66,1% da energia gerada em todo o mundo a partir destas fontes (IEA, 2015b). Note que o Brasil está inserido nos países das Américas que não são membros da OECD. Neste aspecto, a energia renovável gerada pelo Brasil e demais países do grupo corresponde por 29,2% da energia primária total.

Sem perder de vista que a geração mundial de energia a partir de fontes renováveis, partirá de 22% do total gerado mundialmente em 2013 para mais de 26% em 2020 (IEA, 2015c).

Analisando as Figuras 1, 2 e 3, percebe-se que a energia elétrica gerada a partir das fontes renováveis, como a fotovoltaica, eólica, maremotriz, geotérmica, entre outras, vem crescendo gradativamente. Essas fontes de energia representam aproximadamente 20% da energia primária mundial. Além disso, dentre essas fontes, as mais promissoras são a fotovoltaica e a eólica.

2.2 Cenário mundial dos painéis fotovoltaicos

A tecnologia dos painéis fotovoltaicos disseminou-se muito nos últimos anos. A Figura 4 apresenta o desenvolvimento da capacidade instalada em geração fotovoltaica de energia elétrica (em GW) e sua taxa de crescimento anual em alguns países desenvolvidos (IEA, 2015b).

Na Tabela 1, é apresentado um paralelo dos dados mundiais no que diz respeito aos painéis fotovoltaicos entre os anos de 2009 e 2013. Verifica-se os valores para capacidade total instalada nesses dois anos, a taxa anual de instalação nesse período, o investimento anual, o número de países com mais de 1 GW e 100 MW instalados, a quantidade de energia elétrica gerada nesses dois anos pelos painéis instalados e o nível de penetração em alguns países (IEA, 2015b). Nota-se um crescimento em todos os quesitos a taxas expressivas, sendo que o acréscimo anual de potência instalada mais que quintuplicou em quatro anos resultando, por exemplo, no fato de 7% do consumo anual de energia na Itália ter sido proveniente de painéis fotovoltaicos.

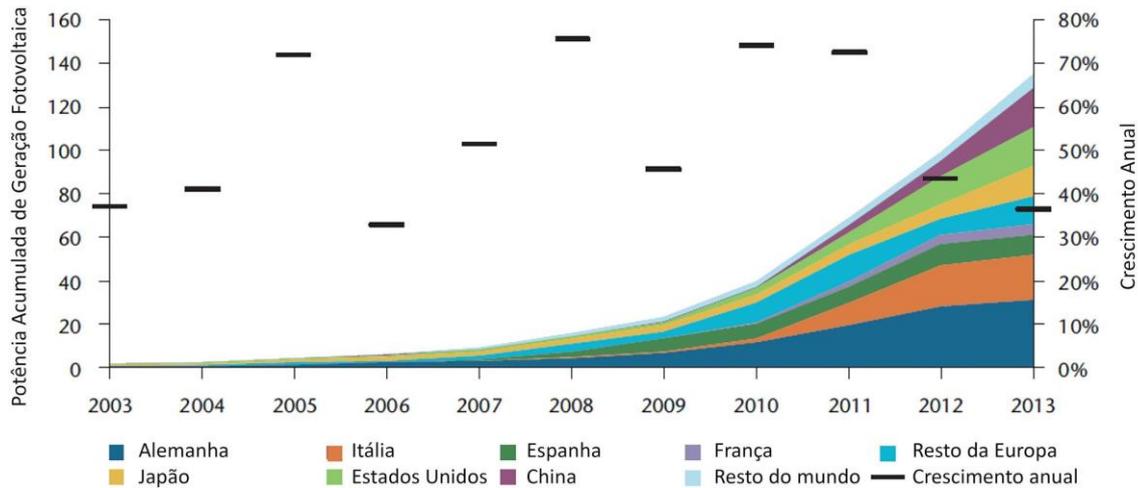


Figura 4 - Desenvolvimento da capacidade instalada e a taxa de crescimento anual da instalação de painéis fotovoltaicos em alguns países
Fonte: IEA (2015b)

Tabela 1 - Tabela de dados sobre os painéis fotovoltaicos nos anos de 2009 e 2013

	Fim de 2009	Fim de 2013
Potência Total Instalada	23 GW	135 GW
Acréscimo Anual	7 GW	37 GW
Investimento Anual	US\$ 48 bi	US\$ 96 bi
Número de países com mais de 1 GW instalado	5	17
Número de países com mais de 100 MW instalado	9	23
Energia Gerada no ano	20 TWh	139 TWh
Uso de painéis fotovoltaicos	% do consumo anual de energia	
Europa		2,60%
Alemanha		5,30%
Itália		7%

Fonte: IEA (2015b)

Portanto, analisando a Figura 4 e a Tabela 1, verifica-se que os governos estão investindo altas quantias nesta tecnologia, sendo os maiores exemplos a Itália em 2011 e a China desde 2012. Como consequência, o uso dos painéis fotovoltaicos nestes países tem crescido substancialmente (IEA, 2017). Espera-se que com o amadurecimento deste tipo de tecnologia e seu barateamento, a energia gerada por painéis fotovoltaicos diminuirá drasticamente a dependência energética dos combustíveis fósseis e do urânio. Assim, a emissão de gases impulsionadores do efeito estufa será reduzida, junto com os resíduos radioativos.

Na Figura 5 é apresentada a produção dos painéis fotovoltaicos entre 2005 e 2013. Como pode ser observado, desde 2008, o maior produtor é a China. Estima-se que em 2014, a indústria de painéis fotovoltaicos gerou 1,4 milhões de empregos, sendo valores entre 300 e 500 mil na China, 310 mil na Europa, 112 mil na Índia e 90 mil nos Estados Unidos (IEA, 2015b).

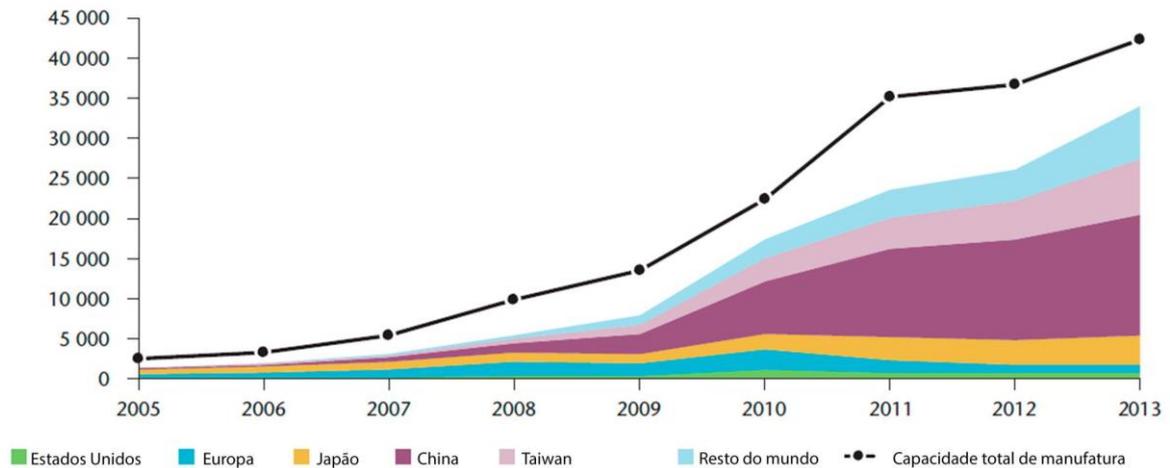


Figura 5 - Produção mundial de painéis fotovoltaicos no período de 2005 a 2013
Fonte: IEA (2015b)

Com base em uma análise dos principais mercados de painéis fotovoltaicos, o Relatório Médio Prazo do Mercado de Energia Renovável (IEA, 2014) estima que a capacidade acumulada de painéis fotovoltaicos instalados, provavelmente, ultrapassará 400 GW no mundo inteiro até 2020, o equivalente à quase 29 vezes a potência instalada de Itaipu, a maior UHE do Brasil e segunda maior do mundo. A China, que adotou a meta de atingir 70 GW de capacidade de geração de energia fotovoltaica até 2017, já lidera o *ranking* mundial. O Japão e a Alemanha, teriam no mesmo ano de 2020 cerca de 50 GW cada, seguido pelos Estados Unidos com pouco mais de 40 GW. Itália e Índia se classificariam em quinto e sexto lugares no ranking, com 25 GW e 15 GW, respectivamente. Nas últimas colocações dentre os principais países, viriam Reino Unido, França e Austrália, todos com cerca de 10 GW cada (IEA, 2015b).

2.3 Cenário energético brasileiro

A Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) fornece dados sobre o setor de energia elétrica no Brasil. O setor elétrico se divide em três grandes grupos sobre os quais devem ser feitas análises distintas: a geração da energia elétrica, a transmissão e distribuição e o consumo. Pode-se dizer a geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores (ABRADEE, 2017).

2.3.1 Geração

A geração de energia vem crescendo nos últimos anos, conforme ilustrado pela Figura 6. Note que o crescimento de geração elétrica tem acompanhado o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do país (TEIXEIRA, 2002), a relação Geração por PIB pode ser visualizada na Figura 6 que apresenta inclusive uma linha de tendência linear entre o PIB e o consumo, retirados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES) publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

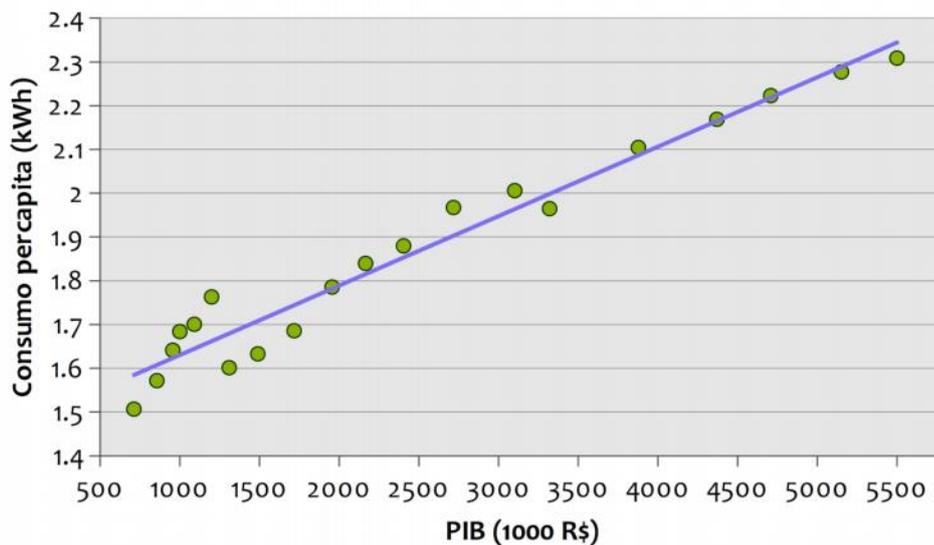


Figura 6 - Consumo de energia versus PIB brasileiro entre 1995 e 2015. Compilado de EPE (2015) e IBGE (2017)

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)

Contudo, a crise econômica a partir de 2015 atingiu diretamente o crescimento da Potência Instalada que, como pode ser visto na Figura 7, apresentava um valor superior a 6 GW

em 2013 e 2014 e passou a ser levemente maior que 2,3 GW em 2015 – dados retirados do Banco de Informações de Geração (BIG).

Nos últimos anos a demanda crescente por energia está sendo atendida em grande parte por uma ampliação das fontes térmicas não renováveis (como óleo, carvão e gás natural) em um processo de carbonização na matriz elétrica brasileira. Dados recentes mostram que as usinas termelétricas a combustíveis fósseis, incluindo nuclear, chegaram a responder por quase 26% da oferta interna de energia elétrica em 2015 frente a um decréscimo na geração hidrelétrica de 81% para 66% entre 2011 e 2015, em grande parte devido à grave estiagem no período. Tal fato fez com que as emissões de carbono na geração de energia elétrica subissem de 82 para 137 kg(CO₂)/MWh no período analisado (MME, 2016).

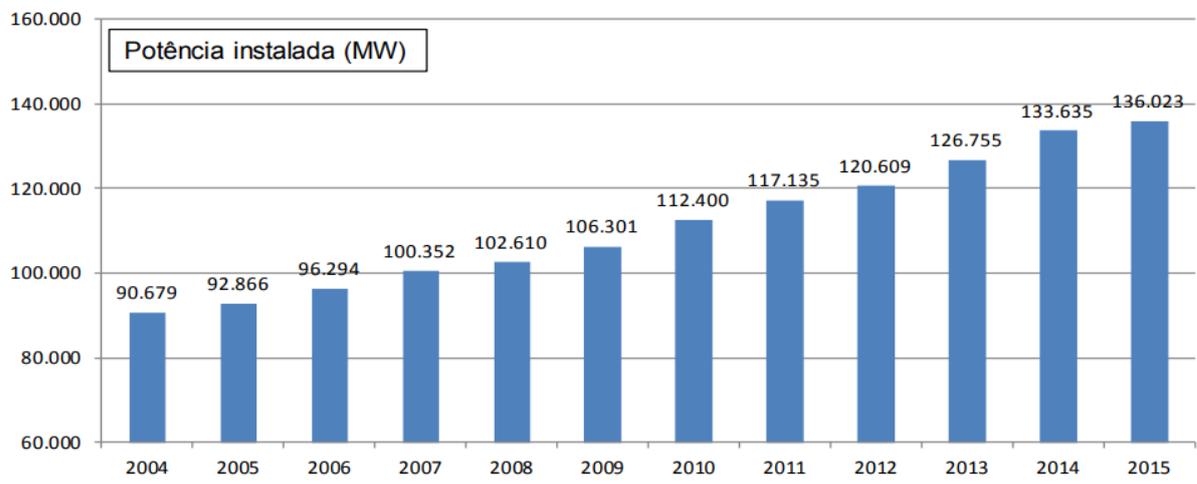


Figura 7 - Potência de geração instalada no Brasil de 2004 a 2015
Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG (2015)

De qualquer forma, no Brasil, o segmento de geração permanece bastante pulverizado, contando com 4.048 empreendimentos geradores (ANEEL, 2015). A maioria desses empreendimentos, são usinas termelétricas de médio porte, movidas a gás natural, biomassa, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral. Apesar disso, praticamente 70% da capacidade instalada no país, e 74% da energia gerada, são de origem hidrelétrica e limpa¹, contando com 201 empreendimentos de grande porte, 476 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 385 micro usinas hidrelétricas.

Somando-se a estes dados apresentados tem-se na Tabela 2 a quantidade e potência instalada de todos os 4.048 empreendimentos geradores discretizados por tipo de Usina. Para

¹ No entanto é crescente a contestação socioambiental a esse tipo de geração por conta das grandes áreas de inundações provocadas pelo enchimento dos reservatórios (ABRAMOVAY, 2010).

ilustrar os números da Tabela 2 pode-se fazer uso da Figura 8 e nela constatar a grande dependência da matriz elétrica brasileira em suas Usinas Hidrelétricas. Tanto a tabela quanto a figura foram construídas com base no Relatório de Informações Gerenciais / ANEEL, março de 2015.

Tabela 2 - Número de usinas instaladas no Brasil e as respectivas potências instaladas por categoria de geração

Tipo	Quantidade	% do total	Potência instalada (kW)	% do total
Usina Hidrelétrica de Energia – UHE	201	5	84.703.838	62,3
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	476	11,8	4.783.058	3,5
Central Geradora Hidrelétrica – CGH	496	12,3	326.213	0,2
Usina Termelétrica de Energia – UTE	2.291	56,6	38.372.240	28,2
Usina Termonuclear – UTN	2	0	1.990.000	1,5
Central Geradora Eolielétrica – EOL	265	6,5	5.832.549	4,3
Central Geradora Solar Fotovoltaica – UFV	317	7,8	15.179	0
Total	4.048	100	136.023.077	100,0

Fonte – ANEEL (2015)

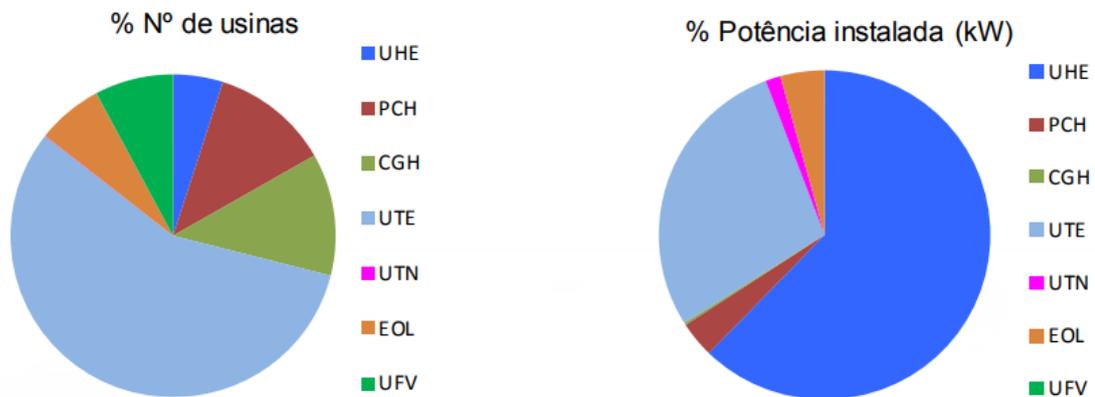


Figura 8 - Número de usinas instaladas no Brasil e as respectivas potências instaladas por categoria de geração em 2015

Fonte: ANEEL (2015)

Como é pontuado pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES) reeditado no ano de 2017 e publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), a participação das hidroelétricas na matriz elétrica brasileira torna o sistema elétrico brasileiro singular no que diz respeito aos aspectos de impactos ambientais e emissões de gases de efeito estufa. No entanto, a hidroeletricidade, assim como todas as fontes renováveis de energia, está sujeita à influência de fatores climáticos de modo que a energia armazenada (representada pelo nível de água acumulada no reservatório) em períodos de seca pode atingir valores críticos sob o ponto de

vista de segurança energética. Com esse recurso natural escasso, a oferta de energia diminui induzindo o crescimento do risco ao sistema energético e acarretando elevação dos preços da energia no país. Além disso, nos períodos de menor incidência de chuvas, o uso dessa água para geração de energia impacta criticamente no uso desse recurso para outros fins, tais como agricultura ou abastecimento (ABES, 2017).

2.3.2 Transmissão e Distribuição

O segmento de transmissão é responsável por transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. A interrupção de uma linha de transmissão pode afetar cidades inteiras ou até mesmo estados. No Brasil, correm mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão cujas tensões superam os 230 kV, conectando os geradores aos grandes consumidores ou, como é o caso mais comum, às empresas distribuidoras. (ABRADEE, 2017)

No ano de 2017, o sistema elétrico brasileiro pode ser considerado praticamente todo conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Apenas 1,7% do total da demanda de energia elétrica no Brasil é atendida por sistemas isolados (não conectados ao SIN), localizados principalmente na Região Amazônica. A Figura 9 mostra o mapa do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2017), ilustrando a abrangência nacional do SIN. (ABES, 2017)

O valor atual de perdas no SIN é cerca de 15%, com projeção de redução para 14% até 2050. Entre os fatores que contribuem para essas perdas estão a distância entre as grandes usinas e os principais centros de consumo (perdas na transmissão e distribuição) e perdas associadas ao desvio de energia (consumidor que faz a utilização da energia elétrica sem que esta seja contabilizada no sistema, vulgarmente chamados de “gatos”). (MME, 2016a; MME, 2016b)

O segmento de distribuição, por sua vez, é aquele que recebe grande quantidade de energia do sistema de transmissão e a distribui de forma capilarizada para médios e pequenos consumidores. Existem também unidades geradoras de menor porte como as mini e micro usinas fotovoltaicas abordadas neste trabalho que injetam sua produção nas redes do sistema de distribuição. No Brasil, esse segmento é composto por 63 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão de menor tensão (abaixo de 230 kV), mas principalmente das redes de média e baixa tensão. (ABRADEE, 2017)

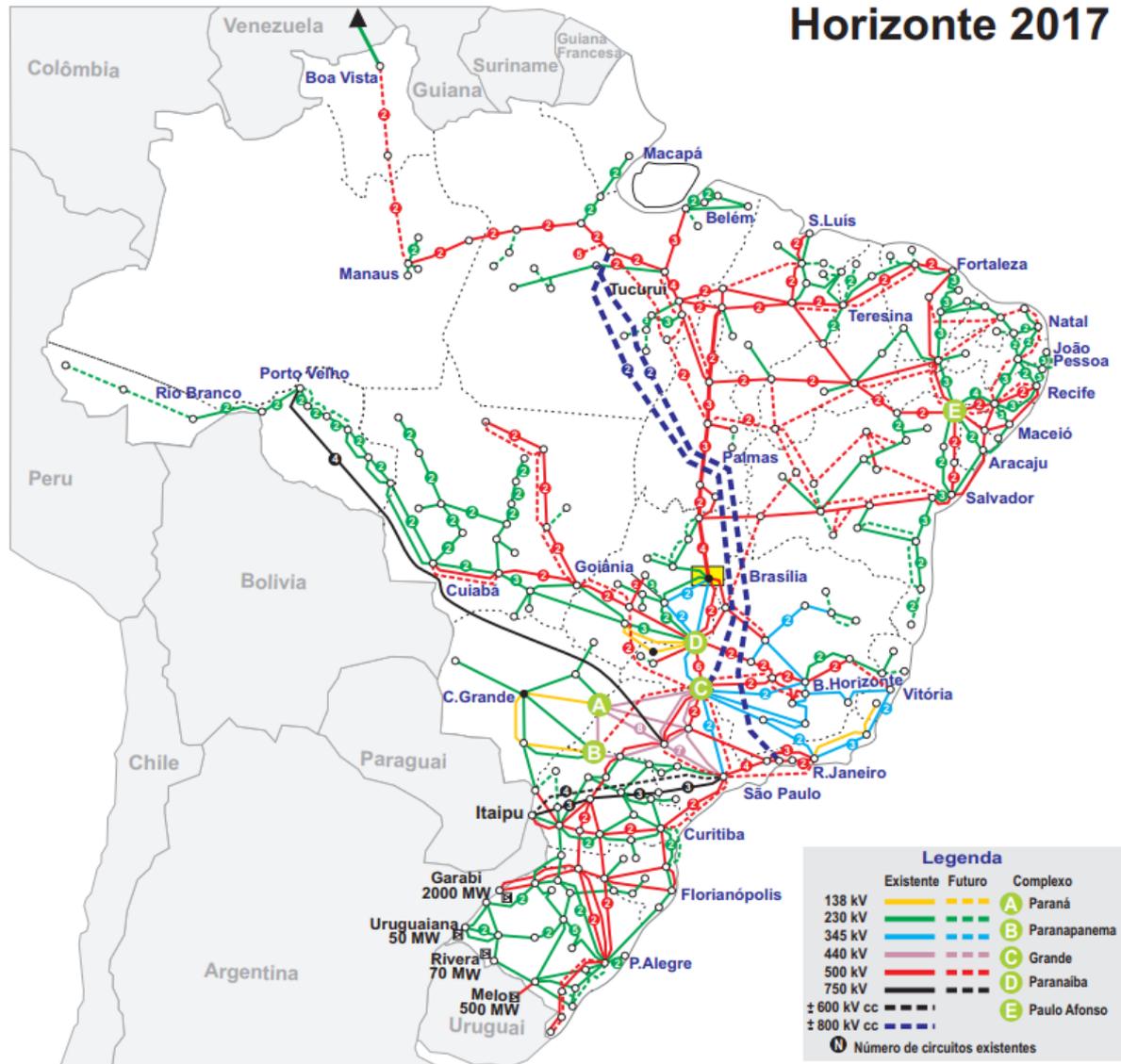


Figura 9 - Representação do Sistema Interligado Nacional (SIN)
Fonte: ONS (2017)

Diferentemente do segmento de geração, a transmissão e a distribuição de energia, no Brasil, tem seus preços regulados pela ANEEL, que é a agência reguladora do setor. Isso porque, como ressaltava Cardoso (2017), este segmento do mercado é considerado um monopólio natural, isto é, aceita-se apenas um fornecedor devido a inviabilidade física e econômica para uma competição. Desse modo, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora. Dentro deste contexto de monopólio para os clientes cativos cabe ressaltar que os consumidores livres estão explicitamente excluídos da possibilidade de fazer uso da REN N° 482 e 687 e, portanto, de aplicarem os conceitos de geração compartilhada e distribuída.

2.4 Cenário brasileiro de painéis fotovoltaicos

O aproveitamento do recurso energético solar consiste na conversão da energia emitida pelo Sol em energia térmica ou diretamente em energia elétrica (processo fotovoltaico). O uso de tecnologias de conversão de energia solar vem crescendo mundialmente a taxas elevadas, tanto para aplicações térmicas, quanto fotovoltaicas. Apenas de 2014 para 2015, a capacidade instalada global em sistemas fotovoltaicos cresceu em 28,8% contra 17% da eólica e aproximadamente 2,7% da hídrica. Quando se analisa o período entre 2010 até 2015, o crescimento médio da capacidade instalada de geração eólica e hidrelétrica cresceu com a mesma taxa do período de 2014-2015, mas a energia de fonte solar fotovoltaica cresceu 42% (REN21, 2017).

O uso de sistemas fotovoltaicos possibilita a geração distribuída de eletricidade com plantas de pequena e média escala instaladas em edifícios residenciais e comerciais que produzem energia para consumo próprio e despacham o excedente para distribuição na rede do sistema elétrico. A geração distribuída pode contribuir para a redução de perdas no Sistema Interligado Nacional (SIN) em razão da redução da distância entre as plantas de geração e os centros consumidores.

Pode-se entender que o aproveitamento do recurso solar no Brasil se apresenta como uma opção com grande potencial para complementar fontes convencionais de energia já consolidadas como as hidrelétricas. O aproveitamento do recurso solar favorece o controle hídrico nos reservatórios, especialmente nos períodos de menor incidência de chuvas, e possibilita planejamento e otimização de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia (ABES, 2017).

2.4.1 Radiação Solar

De forma geral, o Brasil é privilegiado quanto à radiação incidente em território nacional. Verifica-se que as piores regiões brasileiras para produção de energia fotovoltaica, localizadas próximas ao litoral de Santa Catarina e Paraná, se assemelham às melhores da Europa, região onde o uso da tecnologia já expandiu bem mais, assim como na China e Estados Unidos. Este cenário ocorre em virtude dos custos desta tecnologia que estão reduzindo significativamente e graças a incentivos governamentais nestes países (IEA, 2017).

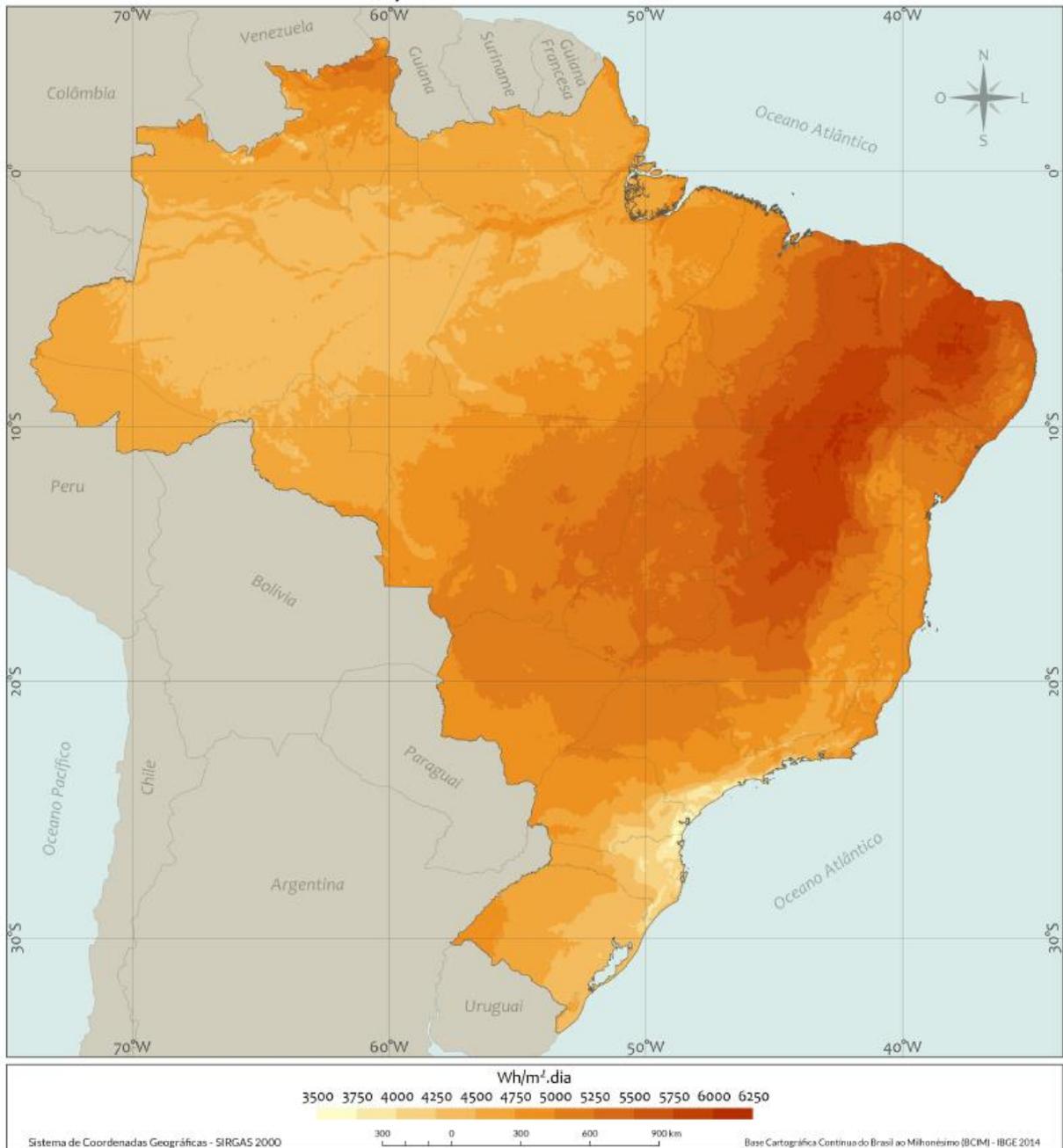


Figura 10 – Média anual da irradiação global horizontal

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES) – INPE (2017)

Com o intuito de evidenciar esta diferença de insolação as Figura 10 e Figura 11 traduzem de forma gráfica a radiação anual em cada local das referidas regiões. Note que a escala de cores para cada uma das imagens é diferente, enquanto a escala do mapa brasileiro trata de valores médios que variam entre 3,5 e 6,2 $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$. A escala da Figura 10 varia entre zero e 12 $\text{MJ/m}^2/\text{dia}$, o equivalente a 3,4 $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$.

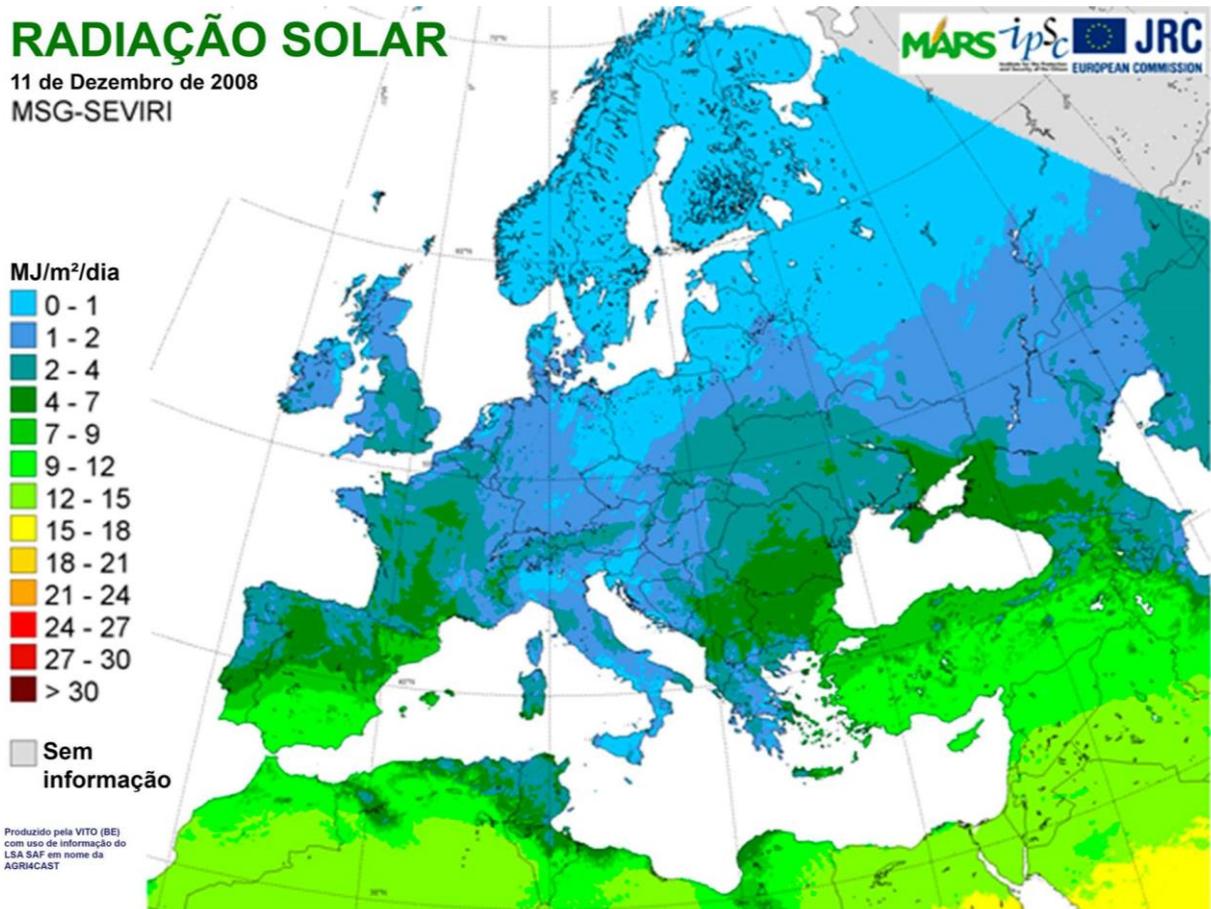


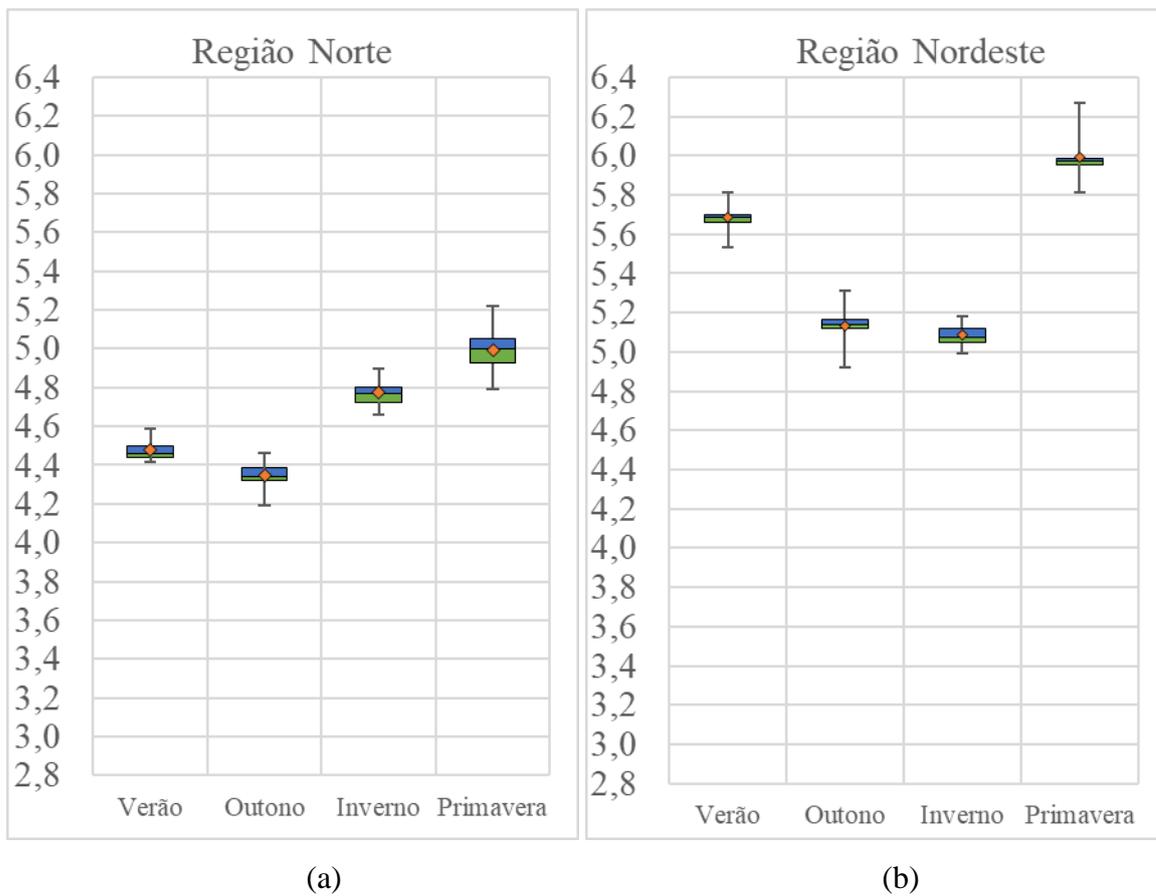
Figura 11 - Radiação de incidência normal na Europa
Fonte: VITO

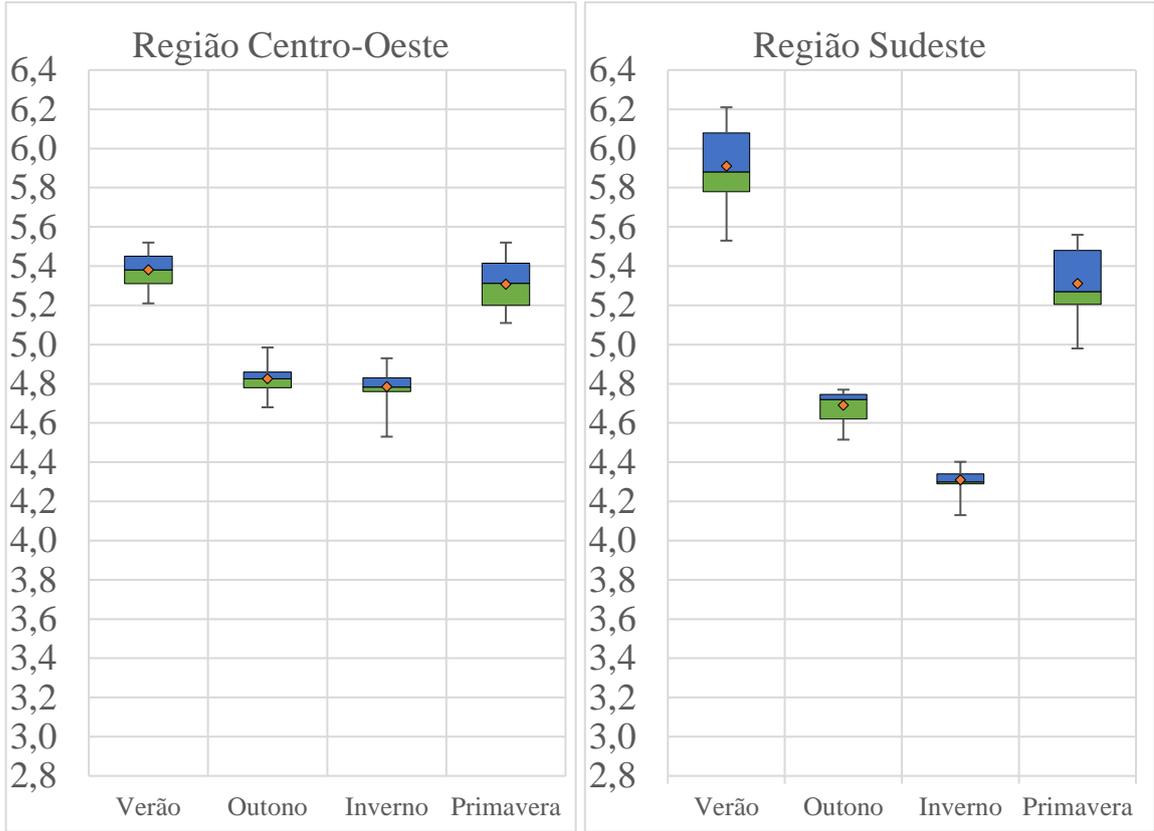
A Figura 11 foi retirada da VITO, uma organização europeia de pesquisa e tecnologia independente que atua nas áreas de desenvolvimento de tecnologias limpas e sustentáveis. Ao passo que a Figura 10 foi retirada da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES) produzido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), e é importantíssimo salientar que a escala de cores desta foi construída em base diferente da utilizada no mapa europeu. Essa comparação mais uma vez deixa claro o potencial ainda pouco explorado de energia proveniente do sol no território brasileiro.

Para mensurar as informações da Figura 10 construiu-se um gráfico *box plot* por região baseado num gráfico equivalente presente no mesmo material do mapa para que uma análise estatística regionalizada do histórico de radiação solar no Brasil possa ser melhor embasada. Os gráficos são exibidos nas Figura 12a-e com o objetivo de verificar a distribuição dos dados e assim tirar conclusões a respeito do centro dos dados (a média e mediana), da amplitude dos dados (máximo e mínimo) e da simetria ou assimetria dos mesmos.

Nas Figura 12a-e o pequeno losango laranja representa o valor médio dos totais diários da irradiação global horizontal, enquanto a linha que divide a caixa nos setores azul e verde representa a mediana (percentil P_{50}). Os retângulos azuis indicam a dispersão até atingir o percentil superior (P_{75}) e os verdes até atingir o percentil inferior (P_{25}). Desta forma, a caixa representa 50% dos dados. As linhas verticais, por fim, indicam os valores máximos e mínimos observados para a média do total diário da irradiação global horizontal. O *box plot* construído não evidencia seus *outliers*, ou valores discrepantes.

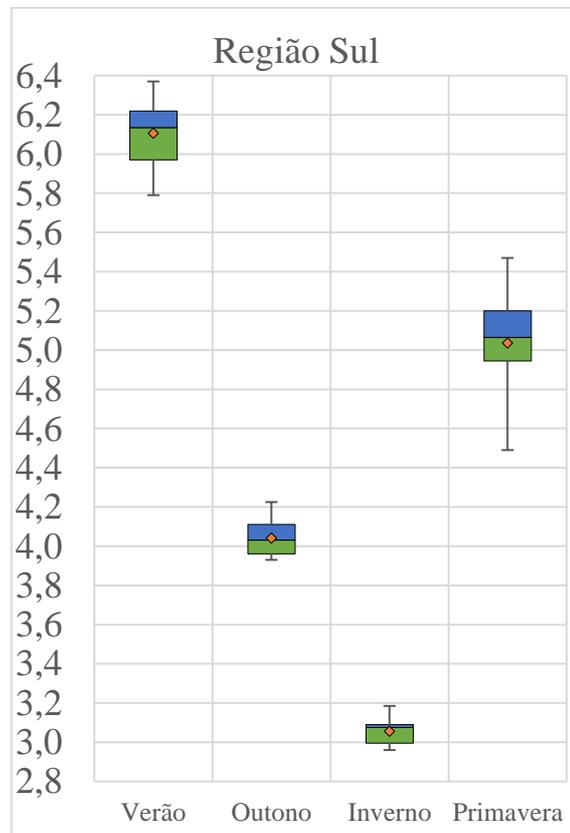
Analisando os gráficos, nota-se que a região Nordeste apresentou a menor variabilidade ao longo do ano, com valores extremos entre 4,92 e 6,27 kWh/m². Na região Sudeste as médias anuais apresentam valores entre 4,11 e 6,2 kWh/m², enquanto na Norte os valores médios anuais oscilam entre 4,2 e 5,21 kWh/m². A região Sul foi a que apresentou a maior variabilidade interanual, com médias que variaram entre extremos de 2,98 e 6,38 kWh/m² entre 2005 e 2015.





(c)

(d)



(e)

Figura 12 - Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões brasileiras

Expandindo para uma análise sazonal, as regiões Norte e Nordeste apresentaram as menores variabilidades, principalmente no verão. Já as maiores variabilidades foram observadas na primavera e verão nas regiões Sul e Sudeste.

Os extremos superiores das médias sazonais dos totais diários da irradiação global horizontal foram encontrados durante o verão na região Sul (6,37 kWh/m²) e a primavera na região Nordeste (6,27 kWh/m²). O valor mínimo extremo foi verificado no inverno na região Sul (2,95 kWh/m²), característica esperada de uma região mais afastada da linha do Equador onde as estações do ano são mais bem definidas.

Entretanto, considerando as áreas das caixas, onde estão 50% dos dados, é importante ressaltar que as menores amplitudes são encontradas na região Nordeste em todas as estações do ano. Isso também indica uma maior estabilidade na produção de energia empregando tecnologia solar ao longo de todo ano.

2.4.2 Geração Distribuída

O setor elétrico brasileiro tem tradicionalmente, como mostrado na seção 2.3.1, um número reduzido de geradores (UHEs), que correspondem à uma esmagadora parcela da potência instalada de geração. Esta característica é normal para o sistema tradicional de Geração-Transmissão-Distribuição, mas novas tecnologias viabilizaram uma nova tendência: um aumento numérico tão grande de geradores no sistema de distribuição que a potência somada pode ser relevante para a matriz energética brasileira.

Desde abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2016).

Esta resolução fomentou o aparecimento de Unidades Consumidoras (UCs) que podem optar entre os quatro tipos de geração elencados na Tabela 3, todos inclusos no conceito de micro e minigeração distribuída de energia elétrica. Na grande maioria das vezes são empreendimentos de baixa potência, mas que permitem locais próximos aos grandes centros de consumo de energia elétrica aliam economia financeira ao diminuir a energia a ser faturada pela distribuidora, consciência socioambiental (com exceção de Usinas Termelétricas de Energia (UTE) todos os outros tipos de geração são a partir de fontes limpas) e a possibilidade de sustentar a si próprio. Importante ponderar ainda que para que as UTEs sejam enquadradas como cogeneradores qualificados seus insumos utilizados na geração devem ser produzidos na

própria instalação onde ocorre a queima.

Numa análise mais cautelosa da Tabela 3 pode-se traçar o comportamento da geração distribuída durante 90 dias entre o junho e setembro de 2017. Fica evidente que é a Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV) a mais numerosa representando 99,1% das UCs com geração distribuída. Conforme o esperado a esmagadora superioridade numérica não se traduz necessariamente em maior quantidade de potência instalada, por conta das características próprias da tecnologia. No cenário em que ela compete com centrais geradoras hidrelétricas ou usinas termelétricas, tradicionalmente estas apresentam maior capacidade de gerar energia em uma única UC. Contudo, de forma alguma esta constatação ofusca o potencial que as UFVs já apresentam na realidade brasileira, uma vez que em apenas 90 dias houve um aumento de pelo menos 32% em cada um dos quesitos avaliados.

Finalizando a análise da Tabela 3 não passa despercebido o grande crescimento de 372% na quantidade de UCs que recebem os créditos de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH). Ao verificar que foram instaladas 4 novas centrais e houve um crescimento de 186 novos receptores, se entende que existe atualmente uma forte adesão às novas possibilidades de Geração Compartilhada e Autoconsumo Remoto, proporcionadas a partir da Resolução N° 687/2016, hipótese que se reforça na leitura da Tabela 4.

Tabela 3 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por tipo de geração

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA									
Tipo	jun/17			set/17					
	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)	Quantidade		Quantidade de UCs que recebem os créditos		Potência Instalada (kW)	
					Cresc.		Cresc.		Cresc.
Central Geradora Hidrelétrica - CGH	15	50	11.253,20	19	26,7%	236	372,0%	15.183,20	34,9%
Central Geradora Eolielétrica - EOL	52	53	10.183,20	53	1,9%	54	1,9%	10.283,20	1,0%
Central Geradora Solar Fotovoltaica – UFV	11.386	12.579	91.331,11	15.031	32,0%	16.828	33,8%	120.555,23	32,0%
Usina Termelétrica de Energia – UTE	51	168	19.186,50	62	21,6%	181	7,7%	22.429,90	16,9%
Total	11.504	12.850	131.954,01	15.165	31,8%	17.299	34,6%	168.451,53	27,7%

Fonte – ANEEL (2017)

Quando analisado da perspectiva das concessionárias de energia e do governo os estímulos à geração distribuída também se justificam, os potenciais benefícios que tal

modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico são extremamente relevantes. Entre eles estão: o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016).

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes. (ANEEL, 2016)

Os estímulos estão se mostrando eficazes, pois ao longo dos 90 dias analisados verifica-se crescimento da Geração Distribuída da ordem de 30% em todas as categorias, como pode ser lido na Tabela 4. É especialmente notável como a novidade do Autoconsumo Remoto e da Geração Compartilhada tem feito com que estes modelos de negócio se multipliquem. Mas a Geração na própria UC ainda é a grande maioria no Brasil, representando 92% das modalidades praticadas em setembro de 2017 e, embora cresça menos que as possibilidades de modelo de negócio criadas em 2016, sua expansão é de expressivos 30%.

Analisando-se especificamente a geração compartilhada, tema deste trabalho, percebe-se que ela mais do que dobrou em quantidade, enquanto o crescimento de potência instalada foi de apenas 4,9%. Isso se deve ao fato de que nesta modalidade o tipo de geração implantado foi de UFVs com suas instalações características de baixa Potência Instalada.

Tabela 4 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por modalidade

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA									
Modalidade	jun/17			set/17					
	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)	Quantidade		Quantidade de UCs que recebem os créditos		Potência Instalada (kW)	
					Cresc.		Cresc.		Cresc.
Autoconsumo remoto	766	2010	22.792,12	1169	52,6%	3167	57,6%	32.341,78	41,9%
Geração compartilhada	22	120	5.634,95	49	122,7%	181	50,8%	5.910,66	4,9%
Geração na própria UC	10.717	10.717	103.526,91	13.946	30,1%	13.946	30,1%	130.194,09	25,8%
Múltiplas UC	1	5	5,00	1	0,0%	5	0,0%	5,00	0,0%
Total	11.506	12.852	131.958,98	15.165	31,8%	17.299	34,6%	168.451,53	27,7%

Fonte – ANEEL (2017)

Finalizando-se a análise do cenário atual da Geração Distribuída no Brasil conduzida com base nos dados disponíveis no site da ANEEL, apresenta-se na Tabela 5 os dados separados por Classe de Consumo. Primeiro ponto notável é que 78,9% das instalações são residenciais, e o segundo que a classe com maior Potência Instalada são as instalações comerciais, com 37,0% da capacidade de geração distribuída brasileira.

Tabela 5 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por Classe de Consumo

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA									
Classe	jun/17			set/17					
	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)	Quantidade		Quantidade de UCs que recebem os créditos		Potência Instalada (kW)	
					Cresc.		Cresc.		Cresc.
Comercial	1780	2177	48.312,57	2286	28,4%	2994	37,5%	62.382,17	29,1%
Iluminação pública	8	8	85,90	7	-12,5%	7	-12,5%	60,90	-29,1%
Industrial	246	286	27.552,64	334	35,8%	394	37,8%	32.549,14	18,1%
Poder Público	106	148	4.351,64	131	23,6%	175	18,2%	5.217,48	19,9%
Residencial	9077	9790	38.312,07	11972	31,9%	13080	33,6%	52.220,45	36,3%
Rural	259	413	12.359,46	403	55,6%	617	49,4%	14.958,29	21,0%
Serviço Público	30	30	984,70	32	6,7%	32	6,7%	1.063,10	8,0%
Total	11.504	12.850	131.954,01	15.165	31,8%	17.299	34,6%	168.451,53	27,7%

Fonte – ANEEL (2017)

Na análise de tendências e variações da Tabela 5 pode-se constatar que numericamente o maior crescimento foi na classe rural, possivelmente devido ao grande espaço existente nesta localidade para instalação de qualquer tipo de geração. Já quanto à Potência Instalada, além das residências serem a classe mais numerosa, também foi a que apresentou maior aumento na potência, a medida que aos poucos se aproxima da classe comercial.

Por fim, um ponto notável é a iluminação pública que teve o único decréscimo em toda a análise, mas em virtude de suas grandezas pode ser desconsiderado para efeitos de comportamento e tendências da Geração Distribuída.

Conclui-se da análise de todas as tabelas apresentadas nesta sessão que a instalação padrão no Brasil em 2017 dentro do tema de Geração Distribuída é a Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV) gerando créditos que serão abatidos na própria UC na classe residencial urbana. E se apresenta como tendência, em virtude do crescimento ao longo destes 90 dias, a instalação com Ufv para Geração Compartilhada na área rural. Situação que se alinha convenientemente ao objetivo deste projeto, já que aqui se propõe analisar a viabilidade econômica justamente da Geração Compartilhada em mini usinas solares.

3 PERFIS DE INVESTIDORES

É relevante analisar os perfis dos potenciais investidores brasileiros em energia solar, com o intuito de compreender se a instalação de uma UFV, com as mesmas características técnicas, pode se mostrar um investimento adequado para diferentes grupos de investidores. Note que a viabilidade (ou não) de diferentes perfis de investidores pode auxiliar a formulação de políticas públicas, a fim de incentivar o crescimento de painéis fotovoltaicos para determinados grupos. Cada indivíduo tem um perfil de investidor distinto, com disposições de assumir diferentes graus de risco, e possui objetivos que diferem entre si. Ciente desta realidade, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou a Instrução CVM Nº 539 de 13 de novembro de 2013, que dispõe sobre o dever de verificar a adequação dos produtos, serviços e operações de investimento ao perfil do cliente (CVM, 2013).

Para atender à regulação CVM Nº 539 é necessário que todos os agentes de investimento adotem um método com a finalidade de identificar o perfil do investidor e verificar se os investimentos estão de acordo com seus objetivos. Junta-se a isto, o dever de garantir que o investidor possua conhecimento em relação ao produto que está investindo. Neste trabalho, considerou-se que todos os perfis de investidores analisados possuem conhecimento prévio sobre painéis fotovoltaicos.

A análise de perfil de risco leva em conta mais do que a tolerância a correr riscos. Avalia além da capacidade e da necessidade de correr riscos, aspectos como o momento de vida do investidor, sua estrutura familiar, padrão de vida e outros fatores que possam influenciar na escolha de investimentos (MAIS, 2016).

Este trabalho propõe analisar 3 potenciais perfis de investidores que podem ter interesse neste tipo de investimento, apresentando suas características e expectativas sobre o retorno ao investir em mini usinas fotovoltaicas. Supõe-se que estes perfis sejam medianos dentro de um grupo consideravelmente uniforme de interessados em investir em uma UFV com capacidade instalada de 1 MWp que fornecerá energia para tantos participantes de cada grupo de investidores quanto a mesma suportar. Posteriormente, será avaliada a viabilidade do investimento levando-se em conta os perfis traçados para cada grupo de investidores.

3.1 Investidor 1

3.1.1 Perfil Econômico do Investidor 1

O primeiro perfil de investidor são os moradores de condomínios. Este perfil pode ser considerado o maior público alvo da Resolução nº 687/2016. Segundo a resolução, utiliza-se uma área comum do condomínio, se houver alguma disponível, ou se efetua a compra de uma área destinada à instalação dos painéis fotovoltaicos que propositalmente gera créditos acima do próprio consumo e, com este excedente, faz-se o abatimento da conta de energia elétrica de todos os moradores.

Considerando que os moradores de condomínios fazem parte da classe média, média alta ou alta, espera-se que este investidor invista seu dinheiro em opções mais rentáveis do que a poupança. Neste aspecto, existem aqueles que optam por investir no próprio banco e os que buscam consultoria de corretoras financeiras. Se este investidor investe seu dinheiro através de uma corretora ele costuma ter à sua disposição títulos públicos do governo federal por meio do Tesouro Direto, muitas vezes com rendimento atrelado à taxa SELIC (igual ou levemente superior) ou outras aplicações financeiras como Certificado de Depósito Bancário (CDB), Letra de Câmbio (LC), Letra de Crédito Imobiliário (LCI) ou Letra de Crédito Agrícola (LCA), com suas rentabilidades atreladas ao Certificado Depósito Interbancário (CDI).

Por outro lado, não são raras as vezes em que o investidor prefere investir pelo seu próprio banco seja por comodidade ou por considerar menos arriscado. Desta forma, também se considera comparar o investimento com um outro disponível no maior banco brasileiro em número de clientes, o Banco do Brasil com cerca de 63 milhões de clientes (O GLOBO, 2017).

A comparação de se investir na construção da UFV será feita em relação ao fundo que mais se popularizou ao longo dos últimos anos contando com mais de 205 mil cotistas em 2 de outubro de 2017 e patrimônio superior a R\$ 5,35 bilhões. O fundo BB Renda Fixa Simples, criado em outubro de 2015, apresenta rentabilidade sempre positiva e muita pouca volatilidade, ideal para este perfil de investidor. Na Figura 13 pode-se ver a rentabilidade desse fundo no passado em comparação ao Certificado de Depósito Interbancário (CDI) onde é observado uma rentabilidade relativa de 82,48% do CDI ao longo de sua existência, assim como indicado na Tabela 6.

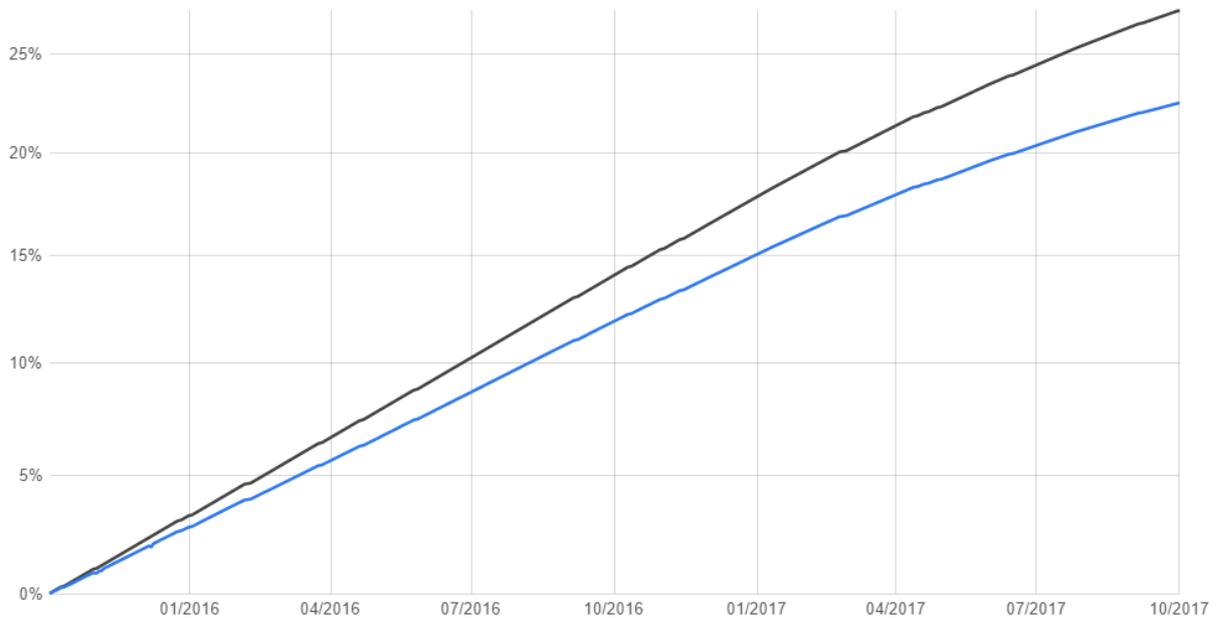


Figura 13 - Rentabilidade do Fundo BB Renda Fixa Simples (azul) em comparação com o CDI (preto) ao longo da existência do fundo

Fonte: Vérios – Comparador de Fundos (VÉRIOS, 2017)

Tabela 6 - Rentabilidade Relativa do Fundo BB Renda Fixa Simples (% sobre o CDI)

ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	% no ano	Acumulado
2015										85	85	85	85	85
2016	86	84	85	85	86	86	86	85	86	86	86	84	85	84
2017	84	84	83	82	81	80	80	78	76	76			81	82

Fonte: Vérios – Comparador de Fundos (VÉRIOS, 2017)

O fundo BB Renda Fixa Simples apresenta como requisito de aplicação inicial mínima o valor de 50 reais e não tem restrições de valor para aplicações subsequentes ou resgates. A liquidez é diária e tem um grau de risco muito baixo na classificação da BB DTVM uma vez que a composição da carteira concentra 84% do patrimônio líquido do fundo em operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais, 12% em títulos públicos federais, 4% em depósitos a prazo e outros títulos de instituições financeiras e 1% em operações compromissadas lastreadas em títulos privados (BB, 2017). Todas estas características são consideradas alinhadas ao perfil traçado para o Investidor 1.

Cabe, por fim, ressaltar que todos os valores apresentados na Figura 13 e Tabela 6 já consideram a cobrança da taxa de administração de 1,95% ao ano característica do fundo, mas não a cobrança do Imposto de Renda (IR) que incide sobre os fundos de investimento de longo prazo. O valor da alíquota depende do tempo em que o montante ficou investido: ocorre a

incidência no valor de 22,5% do lucro em aplicações de até 180 dias; de 20% em aplicações de 181 a 360 dias; de 17,5% em aplicações de 361 a 720 dias; e de 15% em aplicações acima de 720 dias (ADVFN, 2017b).

Em paralelo ao IR já mencionado, os fundos de investimento de longo prazo estão sujeitos ao recolhimento semestral de imposto de renda chamados também de come-cotas, que ocorre no último dia útil dos meses de maio e novembro. Para este recolhimento é utilizada a menor alíquota (15% dos lucros) (ADVFN, 2017b).

Devido ao perfil proposto, este trabalho adotou como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para este investidor igual ao custo do capital e este sendo uma média entre a SELIC atual + 2% (7,65% a.a.), o histórico acumulado dos últimos 12 meses do CDI (10,95% a.a.) e o rendimento relativo do Fundo BB Renda Fixa Simples (8,98% a.a.), resultando numa TMA de 9,19% ao ano. Como a inflação registrada no período foi de 2,53% a.a. (PORTAL BRASIL, 2017b) os juros reais da aplicação que o investidor tem disponível no mercado é de 6,5% a.a.

3.1.2 Consumo Elétrico do Investidor 1

Considera-se que o consumo mensal médio de uma residência de alto padrão seja de 500 kWh/mês. Adotou-se este consumo com base em Francisco (2011), onde também se demonstra que o consumo de energia elétrica pode ser um indicador de renda bastante preciso e explica de 93 a 98% da renda familiar.

A entrega para esta UC é caracterizada como sendo residencial trifásica a 4 fios (3 fases e 1 neutro) e carrega todas as tarifas próprias desta modalidade de entrega sendo a mais relevante o custo de disponibilidade equivalente ao consumo de 100 kWh/mês. Portanto, a tarifa referente a este consumo é o gasto mínimo mensal que o Investidor 1 será obrigado a pagar mensalmente.

3.2 Investidor 2

3.2.1 Perfil Econômico do Investidor 2

O segundo o perfil de investidor analisado neste trabalho é o indivíduo de classe baixa ou média-baixa, que recebeu sua participação nos rendimentos do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS).

Este indivíduo não possui necessariamente alta renda mensal. Na realidade se considera

aquele que ao longo de sua carreira não passou por grandes dificuldades financeiras, mas também nunca apresentou grandes rendimentos.

Assim será considerado que foi resgatado da conta um valor da faixa de R\$ 5 mil e que este valor está disponível para ser aplicado numa instalação de UFV. Analisar-se-á da mesma maneira que será feito com os outros perfis de investidores a viabilidade de, por meio do *saving* dos gastos com energia elétrica, se justificar este investimento perante a outros disponíveis no mercado.

Espera-se deste perfil um comportamento conservador no momento de investir. Neste aspecto, o perfil 2 terá como principal opção de investimento a poupança, pois, segundo levantamento do Serviço de Proteção ao Crédito (SPC Brasil) e da Confederação Nacional de Dirigentes Lojistas (CNDL), mesmo sem apresentar grandes rendimentos esse tipo de aplicação é feita por 61% dos brasileiros (G1, 2017).

A parcela da população que está mais distante dos conselhos acerca de investimentos e aplicações financeiras é normalmente a mais pobre, portanto justifica-se que TMA para o Investidor 2 seja igual a 7,84% ao ano, valor médio do rendimento anual dos últimos 36 meses da poupança (PORTAL BRASIL, 2017a). No entanto, como a inflação do período foi de 6,79% ao ano (PORTAL BRASIL, 2017b), o juros real que compõe a TMA do Investidor 2 é de 1,0%. Cabe salientar que diferentemente do acumulado de 36 meses, em uma análise dos últimos 12 meses o rendimento da caderneta de poupança foi de 7,66%, mas a inflação do período foi de apenas 2,53% resultando em juros reais de 5,18% a.a. A TMA do Investidor 2 permanece em 1,0% ao ano livre de inflação, pois considera-se que o mesmo aceitou manter o seu dinheiro aplicado neste investimento durante todo o período de 2015 e 2016, mas numa análise mais aprofundada vale considerar também a viabilidade do investimento neste cenário atual de inflação reduzida.

3.2.2 Consumo Elétrico do Investidor 2

Considera-se que o consumo mensal de uma residência de classe baixa ou média-baixa no estado de São Paulo seja de 191 kWh/mês tendo como base o estudo de consumo mensal de energia elétrica por classe (regiões e subsistemas) – 2004-2017 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na qual consta este valor como sendo a média de consumo para a classe residencial do estado de São Paulo.

Embora a média seja calculada para toda a classe residencial, e não apenas baixa renda, tal adoção como valor médio de consumo para esta classe social não se mostra incoerente. Ao

se analisar o consumo residencial por região e faixa de consumo no mesmo estudo, constata-se que a maior parte (mais de 42%) dos clientes de baixa renda estão na faixa de consumo de 100 a 200 kWh/mês.

A entrega para esta UC é caracterizada como sendo residencial bifásica a 3 fios (2 fases e 1 neutro) e carrega todas as tarifações próprias desta modalidade de entrega sendo a mais relevante o custo de disponibilidade equivalente ao consumo de 50 kWh/mês. Portanto, a tarifa referente a este consumo é o gasto mínimo mensal que o Investidor 2 será obrigado a pagar mensalmente, independentemente do que for gerado na UFV.

3.3 Investidor 3

3.3.1 Perfil Econômico do Investidor 3

O terceiro perfil de investidor analisado neste trabalho é o correspondente à classe com maior potência instalada em Geração Distribuída no Brasil: um comércio, conforme identificado na Tabela 5. Supõe-se que a mesma auferiu lucros e agora os proprietários devem considerar o reinvestimento de uma parcela dos lucros na própria empresa. Busca-se avaliar quando comparado a outras possibilidades de se utilizar dinheiro se o projeto é economicamente viável para a empresa.

No entanto é difícil definir uma TMA para o Investidor 3 uma vez que ela está muito atrelada ao custo da oportunidade e não somente ao custo do capital como foi pressuposto no caso dos outros dois investidores uma vez que um comércio costuma ter à sua disposição uma série de investimentos possíveis e ao optar por determinado investimento (por exemplo na construção da UFV), a empresa geralmente deixará de escolher outro, ou outros. O investimento no projeto não escolhido daria à empresa a oportunidade de obter um determinado rendimento (juros) e estes juros não ganhos representam o valor mínimo que o projeto escolhido terá que remunerar e é justamente o custo de oportunidade (REBELATTO, 2004). Consequentemente o custo da oportunidade é muito dependente do setor econômico no qual a empresa está inserida e dos projetos que ela tem disponível para implementar em seu portfólio de projetos.

De qualquer maneira, estima-se a TMA para o Investidor 3 como sendo a taxa o rendimento do Índice Bovespa, que no acumulado de 12 meses apresenta rendimento de 15,29% ao ano (ADVFN, 2017a). Como a inflação do período foi de 2,53% a.a. os juros reais do investidor foi de 12,44% a.a., valor adotado como a TMA do Investidor 3.

Considera-se que esta será a TMA mínima para uma empresa, já que na ausência de um

projeto interno que proporcione um rendimento maior ela contará com a possibilidade de investir em outras empresas na bolsa de valores a um risco semelhante de investir nela mesma. Cabe salientar que este é um caso em que o custo da oportunidade é igual ao custo do capital, mas esta escolha não empobrece a análise e sim torna-a mais genérica já que, de posse de uma TMA de interesse, pode-se particulariza-la para qualquer caso.

3.3.2 Consumo Elétrico do Investidor 3

Considera-se que o consumo mensal médio de um cliente comercial com modalidade tarifária convencional B3 seja de 1500 kWh/mês tendo como base o estudo de consumo mensal de energia elétrica por classe (regiões e subsistemas) – 2004-2017 da EPE na qual consta também que praticamente metade dos consumidores comerciais recebem o fornecimento de energia da rede em Baixa Tensão, por isso se encontram na modalidade tarifária B3. Inclusive é neste o seguimento em que a GD fotovoltaica tende a ser mais interessante em virtude dos valores tarifários convencionais serem maiores do que as tarifas horo-sazonais dos clientes cativos ou das praticadas no mercado livre.

A entrega para esta UC é feita em Baixa Tensão e trifásica a 4 fios (3 fases e 1 neutro) e carrega todas as tarifas próprias desta modalidade de entrega, sendo a mais relevante o custo de disponibilidade equivalente ao consumo de 100 kWh/mês. Portanto, a tarifa referente a este consumo é o gasto mínimo mensal que o Investidor 3 será obrigado a pagar mensalmente, independentemente do que for gerado na UFV.

3.4 Resumo dos Perfis de Investidores

Os valores discutidos neste capítulo e que serão utilizados nas análises posteriores são resumidos na Tabela 7.

Tabela 7 - Resumo dos Perfis de Investidores

	Investidor 1	Investidor 2	Investidor 3
Classe Econômica	Média-Alta / Alta	Baixa	Comércio
Consumo Médio [kWh/mês]	500	191	1500
TMA (juros reais ao ano)	6,5%	1,0% / 5,18%	12,44%
Classe de Consumo	Residencial - B1	Residencial - B1	Comercial - B3
Fornecimento de Energia	Trifásico - 4 fios	Bifásico - 2 fios	Trifásico - 4 fios
Consumo Mínimo [kWh/mês]	100	50	100

4 MÉTODO

Este trabalho utiliza as ferramentas de Análise de Investimento como método de pesquisa. Livros técnicos e artigos científicos nacionais e internacionais foram utilizados como referencial teórico, dentre os quais Rebelatto (2004) e Barbieri, et al (2007).

As próximas seções discorrem sobre as ferramentas utilizadas para análise de investimento em placas fotovoltaicas dos diferentes perfis de investidores, descritos anteriormente.

4.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é um conjunto de entradas ou, nesta análise, de *savings* e saídas ou investimentos de valores monetários ao longo de um certo período. Esquemáticamente um fluxo de caixa pode ser representado conforme o diagrama da Figura 14. Nela observa-se uma saída de capital no momento zero e no décimo período, enquanto existe uma entrada de capital periódica que se inicia no primeiro período e se estende até o vigésimo quinto, momento em que se extingue o horizonte de planejamento do investimento em questão.

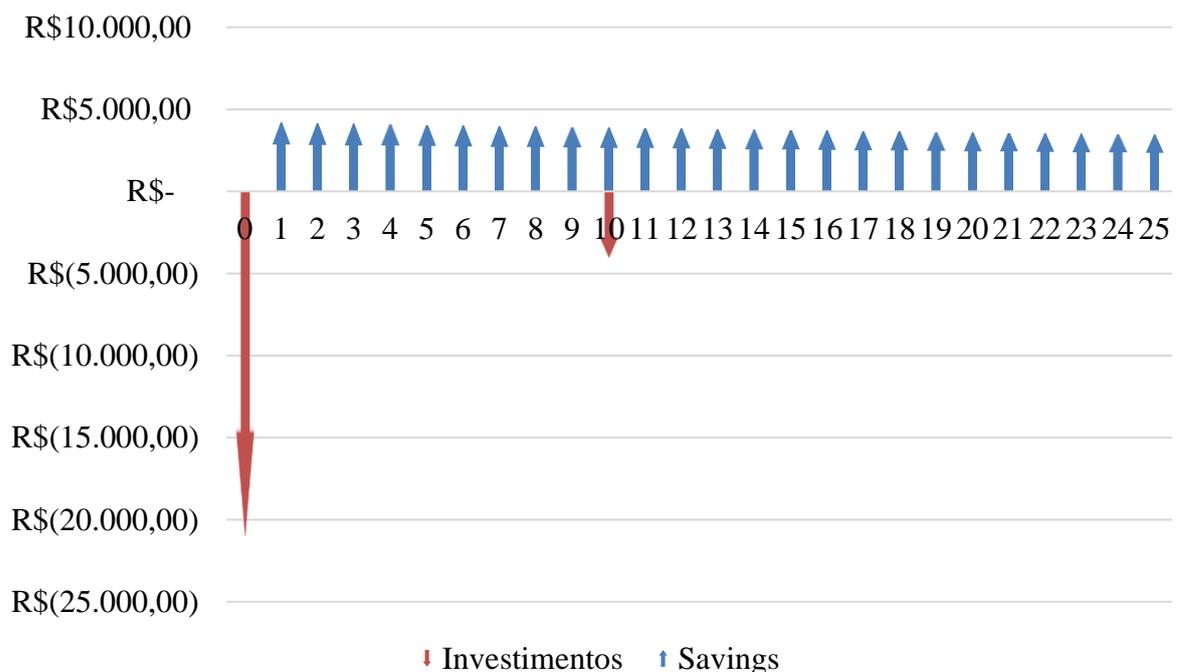


Figura 14 - Diagrama do Fluxo de Caixa ao longo de 25 períodos de tempo

Como convenção gráfica, adotou-se que as setas para cima estão associadas a entrada de capital – recebimentos, reembolsos de capital, retornos de investimento etc – e representam valores positivos, ao passo que as setas para baixo estão associadas a saídas de caixa – pagamentos, aplicações, desembolsos de capital, investimentos em projetos – e identificam valores negativos. Os tamanhos das setas estão relacionados com o valor monetário da entrada ou saída do fluxo de caixa (REBELATTO, 2004).

O eixo horizontal indica horizonte de planejamento do investimento e registra a escala de tempo (número de períodos) da transação financeira (seja ela uma aplicação, investimento, projeto econômico, retorno de capital).

4.2 Métodos Determinísticos de Análise de Investimentos

4.2.1 Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) ou Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto de investimento é o valor atual das entradas de caixa (retornos de capital esperados), incluindo o valor residual (se houver), menos o valor atual das saídas de caixa (investimentos realizados), ambos temporalmente corrigidos a uma determinada taxa específica, frequentemente chamada de taxa de desconto, custo do capital ou custo de oportunidade (REBELATTO, 2014).

O valor atual é o valor equivalente na data zero (definida como a data de início do projeto, ou das outras alternativas de investimento) de um capital numa data n qualquer. Justamente por considerar explicitamente o valor do dinheiro no tempo o VAL é um dos instrumentos mais sofisticados a ser utilizado na avaliação de um investimento de capital.

O critério para aceitação de um projeto no que se refere ao Valor Atual Líquido é se o mesmo for maior do que zero aceita-se o projeto, ao passo que se este for menor que zero rejeita-se o projeto. Este critério de análise de investimento determina ser inaceitável um projeto cujo Valor Atual Líquido não seja positivo.

No método do Valor Atual Líquido após os valores das receitas e das despesas do fluxo de caixa terem sido individualmente trazidos para o momento inicial, contrapõe-se um ao outro e verifica se o valor resultante neste momento se aplica o critério de aceitação já citado para avaliar a viabilidade do investimento.

Caso existam dois ou mais projetos de investimentos economicamente viáveis, o mais rentável será o que apresentar o maior valor positivo, uma vez que este será o projeto com maior taxa de remuneração.

O Valor Atual Líquido tem como pressuposto remunerar as entradas de caixa (*savings*) a uma taxa igual ao custo de capital (taxa de desconto), que devem ser reinvestidas ao fim de cada período.

4.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o Valor Atual Líquido (VAL) do investimento igual a zero ao final do horizonte de planejamento do investimento a ser analisado. A TIR é uma técnica sofisticada de análise de investimentos sendo possivelmente a mais utilizada na avaliação de projetos econômicos. Essa Taxa Interna de Retorno deve ser comparada com a outra taxa denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (REBELATTO, 2014).

O critério para aceitação ou não de um projeto no que se refere a Taxa Interna de Retorno é a comparação com a Taxa Mínima de Atratividade. Se a mesma for maior do que a TMA se aceita o projeto, ao passo que se esta for menor que a TMA se rejeita o projeto. Este critério de análise de investimento determina ser inviável um projeto cujo Taxa Interna de Retorno não seja superior a Taxa Mínima de Atratividade.

De maneira análoga ao método do VAL, caso existam dois ou mais projetos de investimentos economicamente viáveis, o mais interessante será o que apresentar a TIR mais elevada uma vez que este será o projeto com maior taxa de remuneração.

Ao se desejar encontrar a Taxa Interna De Retorno sem uso de calculadoras financeiras ou microcomputadores é necessário fazer uso de métodos matemáticos (cálculo numérico), como interpolação entre os valores de taxas de juros que fornecem VALs positivos e negativos ou através de estimativas de TIRs até que se chegue num valor de $VAL \cong 0$ que possua precisão satisfatória.

Contudo, com a tecnologia existente hoje estes métodos matemáticos que fornecem valores aproximados para TIR não têm mais razão de ser. Portanto, será utilizado neste trabalho o auxílio de um microprocessador para a realização dos cálculos da Taxa Interna de Retorno para cada análise de investimento.

É importante salientar que para a maioria dos fluxos de caixa, na qual há apenas uma mudança de sinal, a solução para a TIR é única. Mas quando o projeto é representado por um fluxo de caixa não-convencional e ocorre a alteração de sinais ao longo do fluxo de caixa mais do que uma vez existirão tantas TIRs quantas forem as mudanças de sinal. Neste caso é importante que se tome cuidado no momento da análise da solução encontrada, pois pode ser que algumas das raízes que solucionam a equação polinomial não tenham significado algum.

Além da limitação das raízes, a TIR pressupõe que é possível reinvestir todas as receitas de caixa e ter a rentabilidade da Taxa Interna De Retorno nestes reinvestimentos, o que nem sempre é viável. Na realidade, de acordo com o que foi traçado na análise de perfil econômico, nas vezes em que a TMA é igual ao custo do capital, a taxa que o investidor tem disponível no mercado financeiro para reinvestir o capital é a própria TMA. Isto implica que se a TIR for muito diferente da TMA, o resultado obtido pelo cálculo da TIR tradicional pode não ser o correto, e é para esta situação que se introduz o conceito de Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM).

4.2.3 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

O modelo matemático de cálculo da TIR, como foi concebido, supõe que os fluxos de caixa intermediários, se positivos (recebimentos), sejam remunerados por uma taxa de juros igual à TIR, bem como os fluxos de caixa negativos (investimentos) sejam também financiados pela mesma taxa. Isso implica que quando a TIR calculada para um dado Fluxo de Caixa difere substancialmente da TMA, a sua interpretação, como taxa de retorno do investimento, é falsa. Se a TIR for significativamente diferente das taxas de mercado, ela pode ficar muito longe de indicar a verdadeira rentabilidade do projeto de investimento (BARBIERI, C. et al., 2007).

A proposta trazida pela Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) é reaplicar toda receita intermediária a uma taxa disponível no mercado. Como neste trabalho a TMA é justamente o custo do capital para cada perfil de investidor, tal taxa disponível no mercado será justamente a TMA. Enquanto que todos os reinvestimentos necessários no projeto da central geradora fotovoltaica, correspondentes aos fluxos de caixa negativos, fossem descontados para a data inicial do projeto, considerando uma taxa de mercado de tomar empréstimo.

Desta forma, o Fluxo de Caixa não-convencional torna-se convencional e, mais do que isso, passa a ser um fluxo de apenas dois pontos, no qual a TIRM corresponde a uma medida extremamente precisa do retorno do investimento.

No entanto, é importante destacar que a TIRM não soluciona o problema de múltiplas soluções para a TIR. E permanece a ausência de significado financeiro nos casos em que o Fluxo de Caixa aceita mais do que uma taxa de juros como solução de $VAL = 0$. Mas ainda assim, sendo a TIR um parâmetro do projeto, ela não existe fora do investimento analisado e mesmo nos fluxos de caixas convencionais ela poderá estar longe de medir o retorno do investimento, uma vez que pode ser impossível encontrar no mercado um produto que ofereça a TIR como sua taxa de juros.

Vale mencionar que o método do Valor Atual Líquido, também deve lidar com a problemática do reinvestimento dos fluxos intermediários, mas pode-se fazê-lo tomando como base a TMA. A diferença crucial reside no fato de que a TMA é definida com base numa realidade de mercado, o que evita grandes distorções no cálculo do VAL. Já a TIR é um parâmetro associado a um fluxo de caixa específico. Ela só será uma medida precisa do retorno do investimento quando não ocorrer a existência de fluxos de caixa intermediários (positivos ou negativos), ou seja, quando houver um único investimento no instante zero, e dele originar-se uma única receita final (fluxo de dois pontos) (BARBIERI, C. et al., 2007).

4.2.4 Método do Período de Retorno do Capital (*Payback*)

O método do período de retorno do capital ou *Payback* consiste em selecionar projetos de investimentos enfatizando o período de recuperação do capital investido, isto é, calculando o prazo necessário para que o valor somado dos reembolsos (retorno de capital) se iguale ao desembolso efetuado no momento do investimento, visando a restituição do capital aplicado (REBELATTO, 2014).

O critério de aceitação de um projeto por este método é o tempo de retorno do capital e a comparação com o horizonte de planejamento do investimento. Se o mesmo for menor do que o final da vida útil do projeto aceita-se o projeto, ao passo que se este for maior que o horizonte de planejamento se rejeita o projeto. Projetos com períodos de reposição menor são preferidos quando comparado àqueles que indicam um prazo de recuperação maior.

Uma organização pode eleger o método *Payback* como um dos critérios de seleção de projetos com o objetivo de diminuir os seus riscos, porque o método reflete a liquidez do projeto e conseqüentemente mensura o risco de não se recuperar o investimento realizado.

Mesmo que métodos mais sofisticados para avaliar a rentabilidade de investimento possam ser utilizados, deve-se utilizar este método como parâmetro, pois o *Payback* medirá, com base no fluxo de caixa do projeto, em quanto tempo o capital investido retorna ao investidor, uma informação de grande valor (REBELATTO, 2014).

No entanto, o método de recuperação do capital apresenta desvantagens por não levar em consideração o fluxo de caixa após o tempo de recuperação do capital. Se o projeto em questão apresentar resultados melhores nos últimos períodos este método apenas ignora este fato e não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, isto é, não examina a magnitude do fluxo de caixa e sua distribuição nos períodos que antecedem o período de *Payback*.

Estas desvantagens aqui mencionadas têm o objetivo de evidenciar porque mesmo

sendo uma análise simples e extremamente útil, ela não pode ser aplicada isoladamente. A análise de *Payback* de um investimento é um parâmetro para auxiliar na decisão estratégica quanto a adotar ou não um projeto ao informar sobre a velocidade de recuperação do investimento efetuado (ou seja, o risco do investimento), mas não deve ser um critério seletivo.

5 VIABILIDADE DO INVESTIMENTO

Para o estudo da viabilidade do investimento em UFV será feito um estudo de caso dentro da área de atuação da CPFL Energia em virtude dos dados necessários para mesmo estarem mais acessíveis uma vez que na época de desenvolvimento deste trabalho o autor realizava seu estágio obrigatório na Gerência de Smart Grids da Diretoria de Engenharia da referida empresa. Cabe salientar que nenhuma das informações utilizadas no trabalho são confidenciais e/ou privilegiadas, apenas estiveram mais acessíveis ao autor.

5.1 Custo da Usina

Inicialmente faz-se o levantamento de todos os custos que os investidores deverão arcar para que possa ser construída e mantida uma Mini Central Geradora Fotovoltaica no Brasil no presente ano de 2017.

5.1.1 Custo de Instalação

Através da pesquisa realizada no mercado para levantamento do custo de instalação de uma Mini Central Geradora Fotovoltaica (UFV) de 1 MWp encontrou-se valores entre R\$ 4,2 milhões e R\$ 5 milhões para compra de todo material necessário para o empreendimento, instalação dos mesmos e regularização dos documentos obrigatórios junto à concessionária de energia elétrica do local onde será instalada a usina. Adotar-se-á, portanto, o valor de R\$ 4,2 milhões como o investimento necessário para instalação da mini UFV.

Não está inserido neste valor os custos quanto a aquisição do terreno para instalação da UFV, os custos de manutenção e os valores que deverão ser pagos mensalmente à concessionária de energia após o início do abatimento dos créditos. Todos estes custos serão discutidos individualmente nas próximas seções.

5.1.2 Custo do Terreno

Este é um ponto de atenção de notável relevância. Não basta encontrar o local que forneça um grande terreno pelo menor preço, outros aspectos devem ser cuidadosamente considerados.

Em primeiro lugar por motivos regulatórios a compensação de créditos só pode ocorrer em outras Unidades Consumidoras (UCs) atendidas pela mesma companhia de distribuição de energia. Aqui ressalta-se que no caso particular do interior do estado de São Paulo não basta encontrar um local dentro da área de concessão da CPFL Energia. Deve-se atentar para qual dos CNPJs da empresa (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista ou CPFL Mococa) se fornecerá os créditos de energia, pois obrigatoriamente é da mesma companhia que os créditos devem ser consumidos.

No ano de 2018 haverá junção das empresas CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Mococa sob o nome de CPFL Santa Cruz e será possível ter uma maior variedade de opções para se implementar a UFV.

Com tudo considerado, neste trabalho a UFV será instalada dentro da área da CPFL Paulista por esta ser a maior empresa dentre as citadas, tanto em extensão quanto em número de clientes atendidos.

Em seguida deve-se atentar para onde, dentro da região de concessão em questão, pode-se encontrar um terreno para instalação da usina. Adota-se como necessário uma área de 1 hectare, ou 10.000 m², para cada MWp de potência instalada na usina.

Através do site do Instituto de Economia Agrícola, órgão público do estado de São Paulo, pode-se identificar o preço médio por hectare para cada cidade do estado. O valor comercial da terra pode ser filtrado por potencial de utilização do terreno dentre as seis categorias listadas no site:

- 1) Lavoura – aptidão boa: terra que suporta manejo intensivo do solo, apta a cultura temporária ou permanente, mecanizada ou mecanizável, com boa declividade e solos de boa ou média profundidade, bem drenados, irrigada ou irrigável ou, ainda, com condições específicas que permitam a prática da atividade agrícola com produtividade alta ou média;
- 2) Lavoura – aptidão regular: terra apta a cultura temporária ou permanente que possui limitações de uso, que não comporte manejo intensivo do solo, que não seja apta à mecanização, ou seja, com condições e restrições relacionadas a fatores que diminuam a produtividade, tais como erosão, drenagem, clima, solos rasos e relevo;
- 3) Lavoura – aptidão restrita: terras que apresentam limitações fortes para a produção sustentada de um determinado tipo de utilização, observando as condições do manejo considerado. Essas limitações reduzem a produtividade ou os benefícios, ou aumentam os insumos necessários, de tal maneira que os custos só seriam

justificados marginalmente;

- 4) Pastagem plantada: terra para pastagem plantada ou melhorada, assim considerada a terra imprópria à exploração de lavouras temporárias ou permanentes por possuírem limitações fortes à produção vegetal sustentável, mas que podem ser utilizadas sob forma de pastagem mediante manejo e melhoramento;
- 5) Silvicultura ou pastagem natural: terra para pastagem natural, silvicultura ou reflorestamento, assim considerada a terra cuja possibilidade de manejo e melhoramento resume-se a práticas com baixo nível tecnológico e reduzida aplicação de capital e que, por essa razão, não possibilitam o uso indicado nos incisos anteriores; e
- 6) Preservação da fauna ou flora: terra inaproveitável ou com restrição ambiental, terras com restrições físicas, sociais, ambientais ou jurídicas que impossibilitam o uso sustentável e, por isso, são indicadas para a preservação da flora e da fauna ou para outros usos não agrários (IEA, 2016).

O valor comercial do terreno é decrescente a medida que aumenta a numeração da lista acima, como a aplicação desejada não requer nenhuma característica em relação à produtividade agrícola do solo pode-se escolher o menor valor dentre as opções, portanto opta-se por terrenos de silvicultura e pastagem natural.

Nesta categoria, segundo o mesmo estudo para os valores referentes ao ano de 2017, o valor de R\$ 12 mil por hectare é recorrente em diversos Escritórios de Desenvolvimento Rurais (subdivisões do estado estipuladas pela secretaria de agricultura e abastecimento do estado de São Paulo). Embora existam ocorrências de valores menores será adotado na análise o investimento de R\$ 12 mil na compra de 1 hectare de terra, dentro dos possíveis municípios será considerada a instalação da UFV na cidade de Descalvado/SP.

Não será considerado o menor valor pois é necessário que a mesma seja próxima à um local da rede da CPFL Paulista que comporte a entrada de 1 MWp sem grandes obras de recondução da rede elétrica. Isso porque um empreendimento deste porte obrigaria o consórcio a arcar parcialmente com os custos das obras de ampliação da capacidade do sistema elétrico. Desta forma escolher o terreno levando em conta apenas o valor comercial do mesmo poderia resultar num grande investimento na rede. Por outro lado, ao se adotar um valor comercial muito recorrente pode-se entender que será viável encontrar um local dentro da área de concessão da concessionária onde não será necessário investir na ampliação da rede elétrica.

5.1.3 Custos de Manutenção

Uma das grandes vantagens de um sistema fotovoltaico é a baixíssima necessidade de manutenção em virtude da ausência de partes móveis. Grande parte dos equipamentos são projetados para durarem mais de 25 anos, sem nenhum tipo de intervenção. Eventualmente os painéis acumulam sujeiras e detritos, que podem levar à diminuição da performance, mas a própria chuva já é suficiente para remover o grosso da sujeira bastando uma simples limpeza anual dos painéis no valor de R\$ 2 mil para garantir a permanência da produção dentro do esperado.

O único equipamento que se considera ser necessário trocar ao longo da vida útil do empreendimento é o inversor, importante por ser o equipamento que traz a proteção elétrica da usina e também o responsável por transformar a corrente contínua (gerada pelo painel) em corrente alternada a 60 Hz (compatível com a rede elétrica). Este equipamento tem uma garantia menor e é provável que necessite de substituição a cada 10 anos. De acordo com os dados de varejo para inversor solar central para a potência de 1 MWp, em março de 2017, o custo é da ordem de R\$ 400 mil (PORTAL SOLAR, 2017).

Considera-se que a UFV será instalada num local cercado para evitar a entrada de estranhos à instalação e que o sistema de segurança patrimonial será feito remotamente por meio de câmeras utilizadas por uma empresa de segurança terceirizada ao custo de R\$ 800 por mês, não sendo necessário manter um segurança no local (FORTVILLE, 2017).

Finalizada as considerações sobre a manutenção dos equipamentos soma-se a necessidade de pagar o IPTU para o município anualmente. No município de Descalvado/SP a código tributário atualizado, lei nº 3390/10, o imposto é de 0,40% do valor venal do terreno construído, ou seja, de R\$ 17 mil ao ano.

Como resultado estima-se um custo de manutenção anual de R\$ 28,6 mil mais os custos com a troca de inversores a cada 10 anos.

5.1.4 Custos Tarifários

Os custos tarifários são aqueles que serão obrigatoriamente pagos pelas instalações à concessionária de energia independentemente da energia gerada na UFV. São decorrentes do custo da disponibilidade do sistema de distribuição em todos os pontos de consumo, sendo a usina também considerada um ponto de consumo por mais que na prática ela esteja injetando potência na rede.

Os custos tarifários para a usina diferem do custo para a UC particular de cada um dos investidores, UCs estas que diferem entre si também. Desta forma os custos tarifários serão calculados individualmente para cada investidor e para a usina.

5.1.4.1 Custo de Disponibilidade da Residência de Alto Padrão

A tarifa residencial é considerada monômnia, isto é, o custo da disponibilidade para o morador de uma residência de alto padrão depende apenas do consumo auferido. Como o fornecimento é trifásico a tarifa mínima é o equivalente ao que o consumidor pagaria pelo consumo de 100 kWh, somado ao ICMS cobrado sobre a parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), calculada sobre o consumo total de energia, mais a Contribuição de Iluminação Pública (CIP).

No entanto, o cálculo do valor da tarifa correspondente a este consumo não é direto. Conforme disponibilizado na Resolução Homologatória N° 2.217 de abril de 2017 da ANEEL que trata do resultado do reajuste tarifário anual de 2017, as Tarifas de Energia (TE) e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) referentes à CPFL Paulista, a tarifa para instalações do grupo B residencial (B1) é de 151,68 R\$/MWh referente à TUSD e de 252,49 R\$/MWh referente à TE, ao que se soma a tarifa referente a bandeira tarifária. Sobre essa soma incide os impostos no chamado cálculo “por dentro” e multiplica-se esta tarifa pelo consumo auferido no mês. Em seguida, inclui-se a Contribuição de Iluminação Pública (CIP). A expressão matemática pode ser conferida na Equação 1.

$$Custo = \frac{(Tarifa_{TUSD} + Tarifa_{TE} + Tarifa_{Bandeira})}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \cdot Consumo + CIP \quad (1)$$

O Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição ao Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são duas tarifas cujo valor não é muito simples de ser obtido. O regime anterior, denominado "cumulativo", definia a aplicação das alíquotas de 0,65% para PIS e de 3,00% para COFINS sobre o total de receita bruta auferida, já no regime atual, denominado “não cumulativo”, define-se a aplicação das alíquotas de 1,65% para PIS e de 7,6% para COFINS sobre o total líquido entre a receita bruta e determinados abatimentos permitidos nas bases legais citadas.

Por conta desse novo critério de cálculo as alíquotas de PIS/COFINS apuradas a serem repassadas via faturamento na conta de luz variam de um mês para o outro e são apresentadas

na própria conta de energia elétrica. A variação deve-se ao fato de estar diretamente relacionado ao volume de créditos (custos) e débitos (vendas) apurados mensalmente pelas distribuidoras (CPFL ENERGIA, 2017).

Seguindo o exemplo indicado no site da CPFL Energia será utilizado 0,86% para o PIS e 3,97% para o COFINS. Já o cálculo da alíquota de ICMS deve ser feito em função da faixa de consumo da instalação conforme a Tabela 8. Para um consumo de 191 kWh a alíquota será de 12% e para um consumo de 500 kWh a alíquota será de 25%.

A última variável da fórmula a ser estipulada é a Contribuição de Iluminação Pública (CIP) e determina-la não é trivial. Foi estipulada a localização da UFV, mas a não a localização dos consumidores, isso porque eles podem abater os créditos em qualquer lugar dentro da área de concessão da CPFL Paulista. No entanto a CIP é um imposto municipal e em cada cidade ele possui uma metodologia de cálculo diferente e, conseqüentemente, valores diferentes.

Para as instalações consumidoras dos três perfis de investidores, será utilizada neste trabalho a CIP de Campinas no valor de R\$ 11,37 mensais, já que esta é uma grande cidade, com muitas instalações e com todas as classes consumidoras e deixa-se advertido que em análises particulares de outras cidades deve-se pesquisar junto a legislação municipal qual é o valor praticado na cidade em questão. Por fim, cabe ressaltar que existem prefeituras (como a de Descalvado/SP) que optam por não cobrar a CIP na conta de energia elétrica, mas sim junto com a cobrança do IPTU na chamada Taxa de Iluminação Pública.

Tabela 8 - Percentuais de cobrança de ICMS por faixa de consumo em kW/h, conforme a classe da unidade consumidora do Grupo B

Classes	Faixa de consumo (kWh)	Alíquota
Residencial	0 a 90	Isenta
	91 a 200	12%
	Acima de 200	25%
Poder Público e Autarquias Estaduais	Isento	
Poder Público e Autarquias Municipais	Qualquer consumo	MG(18%) PR(29%) RS(30%) SP(18%)
Demais classes	Qualquer consumo	18%

Fonte: CPFL Energia (CPFL ENERGIA, 2017)

Resta, antes de realizar o cálculo da tarifa mínima a ser paga pelo Investidor 1, salientar que por mais que o custo de disponibilidade para a residência é o equivalente ao consumo de 100 kWh a cada mês, o ICMS sobre o TUSD incide sobre o consumo de energia integral. Isso significa calcular também a tarifa referente à parcela TUSD sobre todo o consumo que exceder os 100 kWh mínimos e sobre o valor encontrado calcular o ICMS devido.

De forma que o custo de disponibilidade da residência de alto padrão é encontrado na Equação 2.

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{mínimo}} &= \frac{(0,15168 + 0,25249 + 0,03)}{1 - (0,25 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 100 \\ &+ \frac{0,15168}{1 - (0,25 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 400 \cdot 25\% + 11,37 = R\$ 94,86 \quad (2) \end{aligned}$$

5.1.4.2 Custo de Disponibilidade da Residência de Baixo Padrão

O procedimento para cálculo do custo de disponibilidade para a residência de baixo padrão é análogo ao desenvolvido para a de alto padrão, a única diferença sendo o fato do fornecimento ser bifásico, de modo que a tarifa mínima é o equivalente ao que o consumidor pagaria pelo consumo de 50 kWh. E como o consumo mensal é inferior a 200 kWh a alíquota de ICMS entra na faixa de 12% e a tarifa mínima para o Investidor 2 é calculada na Equação 3.

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{mínimo}} &= \frac{(0,15168 + 0,25249 + 0,03)}{1 - (0,12 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 50 \\ &+ \frac{0,15168}{1 - (0,12 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 141 \cdot 12\% + 11,37 = R\$ 40,56 \quad (3) \end{aligned}$$

5.1.4.3 Custo de Disponibilidade do Comércio

Conforme a mesma Resolução Homologatória N° 2.217 de abril de 2017 da ANEEL, a tarifa para instalações do grupo B comercial (B3) convencional na área da CPFL Paulista é idêntica aos valores apresentados para B1. Sendo de 151,68 R\$/MWh referente à TUSD e de 252,49 R\$/MWh referente à TE ao que se soma a tarifa referente à bandeira tarifária.

Em seguida o processo de cálculo da tarifa mínima é análogo ao praticado para os primeiros 2 investidores. Sendo a conexão trifásica, o consumo mínimo do comércio deverá ser de 100 kWh por mês e o ICMS de 18%, já que este caso se enquadra em “Demais Classes” da

Tabela 7. Mais uma vez deve-se cobrar o ICMS sobre a parcela tarifária referente à TUSD. O cálculo do custo mínimo para o Investidor 3 está representado na Equação 4.

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{mínimo}} &= \frac{(0,15168 + 0,25249 + 0,03)}{1 - (0,18 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 100 \\ &+ \frac{0,15168}{1 - (0,18 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 1400 \cdot 18\% + 11,37 = \text{R\$ } 117,16 \quad (4) \end{aligned}$$

5.1.4.4 Custo de Disponibilidade da Usina

Como abordado na seção da escolha do terreno, supõe-se que o local de instalação da usina é próximo à rede de distribuição existente e que não será necessário um recondutoramento da mesma para atender a demanda de 1 MWp da instalação. Recebendo o parecer de acesso favorável a UFV deverá, obrigatoriamente, acessar a rede de distribuição em média tensão (A4 - faixa de 2,3 a 25 kV) e a cabine de medição e transformação já estão inclusas no projeto de construção da usina.

Do ponto de vista tarifário a usina pode escolher entre as tarifas verde, azul e convencional. Mesmo o consumo da instalação sendo sempre negativo (para que haja uma exportação de créditos para outras UCs) e mesmo esta exportação sendo em valores energéticos e não monetários, a tarifa cobrada pela disponibilidade do fornecimento depende tanto do consumo energético como da demanda contratada.

A tarifa sobre demanda não sofre efeitos sazonais e é constante o ano todo. Com todos os fatores considerados a tarifa verde será a mais em conta para a UFV e, portanto, será a utilizada. De acordo com a Resolução Homologatória N° 2.217 de abril de 2017 da ANEEL a tarifa para instalações do grupo A4 com modalidade tarifária verde na área da CPFL Paulista é de 11,06 R\$ para cada kW de demanda contratada. Somado ao custo da Demanda inclui-se o ICMS de 18% cobrado sobre a energia trafegada, mesmo que a mesma tenha sido injetada na rede de distribuição. Para este cálculo utiliza-se a tarifa relativa ao TUSD que durante o horário de ponta vale 689,81 R\$/MWh e durante o período de foraponta vale 37,30 R\$/MWh. O horário de ponta na CPFL Paulista ocorre entre as 18:00 e 21:00, na Figura 15 observa-se a curva de geração típica de uma UFV, com os dados retirados do relatório do P&D ANEEL PA3012 – Telhados Solares e nela constata-se que no dia 23 de setembro de 2017 (equinócio de primavera) a geração durante o período de ponta é desprezível e, portanto, será considerado que toda a geração de energia da UFV ocorre durante o horário de foraponta.

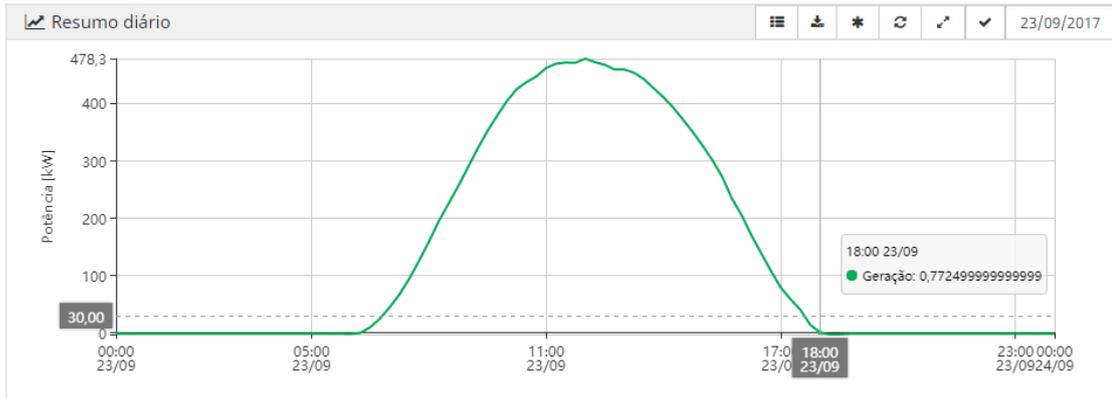


Figura 15 - Curva de geração típica de uma UFV ao longo do dia
 Fonte: P&D ANEEL PA3012 – Telhados Solares

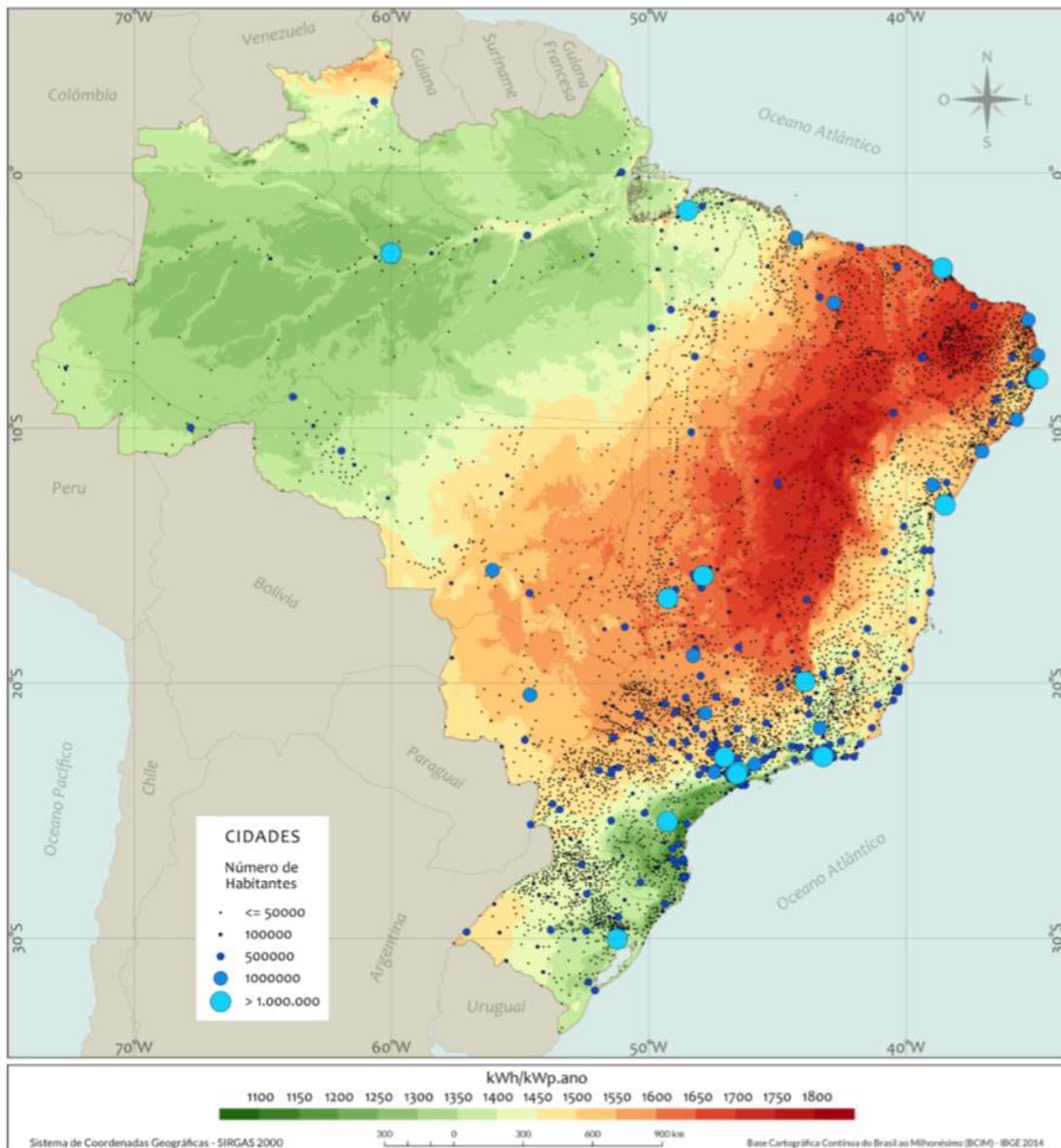


Figura 16 - Distribuição da população brasileira e potencial de geração anual da UFV em função da potência instalada para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo eficiência de 80% para geradores fotovoltaicos fixos.

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES) – INPE (2017)

Para estimar a produção de energia da UFV faz-se uso do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Na Figura 16 tem-se a indicação do número de habitantes por cidade brasileira e a expectativa de produção anual de energia de uma UFV em função da potência instalada na planta.

Na Figura 16 constata-se que para a região de Descalvado/SP é esperada uma geração anual entre 1500 e 1550 kWh/kWp. Logo, para 1 MWp considera-se uma geração média entre 125 e 130 MWh/mês e neste trabalho adota-se 127 MWh mensais.

A CIP não é cobrada neste momento, pois em Descalvado/SP a cobrança é feita no IPTU e este custo já foi considerado. A expressão matemática está na Equação 5 e seu cálculo na Equação 6.

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{mensal}} = & \frac{\text{Tarifa}_{\text{Demanda}}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \cdot \text{Demanda} \\ & + \frac{\text{Tarifa}_{\text{ponta}_{\text{TUSD}}}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \cdot \text{Energia}_{\text{ponta}} \cdot \%_{\text{ICMS}} \\ & + \frac{\text{Tarifa}_{\text{foraponta}_{\text{TUSD}}}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \cdot \text{Energia}_{\text{foraponta}} \cdot \%_{\text{ICMS}} \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{mensal}} = & \frac{11,06}{1 - (0,18 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 1000 \\ & + \frac{689,81}{1 - (0,18 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 0 \cdot 18\% \\ & + \frac{37,30}{1 - (0,18 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 127 \cdot 18\% = \text{R\$ } 15\,436,93 \end{aligned} \quad (6)$$

5.2 Receita Gerada pela Usina

A receita mensal que a UFV gera para seus investidores está no *saving* na conta de energia. Desta forma para calcular as receitas que o investimento gera é necessário calcular anteriormente o quanto cada investidor gastaria se não investisse no empreendimento. De posse deste valor pode-se comparar com os custos já calculados na seção 5.1 e desta forma mensurar a viabilidade econômica do investimento.

Importante salientar que a receita anual gerada pelo investimento é inevitavelmente corrigida pela queda de 0,8% por ano da capacidade de geração dos módulos. Como qualquer um dos investidores por força de regulamentação deve comprar uma parcela da UFV, isto é,

uma potência instalada e nunca a energia que ele deseja consumir (o que caracterizaria comercialização de energia e não é permitido), anualmente os painéis passam a gerar menos energia o que acarreta numa redução do *saving* proporcionado pelo investimento.

5.2.1 Investidor 1

Conforme já anunciado anteriormente o custo da conta de luz da tarifa residencial é dada pela Equação 1. Calculando para o consumo de 500 kWh/mês tem-se o resultado dado pela Equação 7

$$Custo_{mensal} = \frac{(0,15168 + 0,25249 + 0,03)}{1 - (0,25 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 500 + 11,37 = R\$ 320,74 \quad (7)$$

Deste custo mensal deve-se calcular o custo anual e subtrair-se o custo mínimo anual que seria gasto inevitavelmente na tarifa, o rateio do custo de disponibilidade da usina e o rateio do custo de manutenção e IPTU da usina.

$$Receita_{anual} = 12 \cdot Custo_{mensal} - 12 \cdot Custo_{mínimo} - 12 \cdot Rateio_{Usina} - Rateio_{Manutenção} \quad (8)$$

Para se obter o custo do rateio da usina é necessário determinar anteriormente quantos consumidores com o perfil de consumo igual ao do Investidor 1 podem ser supridos anualmente pela UFV. Conforme já calculado na seção 5.1.4.4 a produção mensal de energia da usina é de 127 MWh. Como o Investidor 1 consome em média 500 kWh, os custos de disponibilidade da usina e o IPTU serão rateados em 252 investidores.

$$\begin{aligned} Receita_{anual} &= 12 \cdot 320,74 - 12 \cdot 94,86 - 12 \cdot \frac{15\,436,93}{252} - \frac{18\,000,00}{252} \\ &= 3\,848,88 - 1\,138,32 - 735,09 - 113,49 = R\$ 1\,873,77 \end{aligned} \quad (9)$$

5.2.2 Investidor 2

Aplicando a mesma Equação 1 para o segundo investidor tem-se o custo mensal dado pela Equação 10.

$$Custo_{mensal} = \frac{(0,15168 + 0,25249 + 0,03)}{1 - (0,12 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 191 + 11,37 = R\$ 111,08 \quad (10)$$

Em seguida calcula-se a receita anual para o Investidor 2 considerando que 664 investidores com o perfil de consumo 2 podem ser atendidos pela UFV de 1 MWp. Aplicando a Equação 8 para o segundo investidor tem-se a receita anual indicada pela Equação 11.

$$\begin{aligned} Receita_{anual} &= 12 \cdot 111,08 - 12 \cdot 40,56 - 12 \cdot \frac{15\,436,93}{664} - \frac{18\,000,00}{664} \\ &= 1\,332,96 - 486,72 - 278,98 - 43,04 = R\$ 513,52 \end{aligned} \quad (11)$$

5.2.3 Investidor 3

A Equação 12 traz o cálculo análogo ao já realizado aos outros investidores para determinar o custo mensal da usina.

$$Custo_{mensal} = \frac{(0,15168 + 0,25249 + 0,03)}{1 - (0,18 + 0,0086 + 0,0397)} \cdot 1500 + 11,37 = R\$ 855,29 \quad (12)$$

Replica-se, em seguida, o cálculo da receita anual da UFV dada pela Equação 8 considerando os valores próprios do Investidor 3 e que 84 investidores poderão ser supridos pela geração da UFV.

$$\begin{aligned} Receita_{anual} &= 12 \cdot 855,29 - 12 \cdot 117,16 - 12 \cdot \frac{15\,436,93}{84} - \frac{18\,000,00}{84} \\ &= 10\,263,48 - 1\,405,92 - 2\,205,28 - 340,48 = R\$ 6\,229,70 \end{aligned} \quad (13)$$

5.3 Fluxos de Caixa

Para que seja possível aplicar a metodologia de análise de investimentos proposta no Capítulo 4 é necessário iniciar montando-se o fluxo de caixa para cada perfil de investidor apresentado dentro do horizonte de investimento de 25 anos (tempo de vida útil da maioria dos componentes de um sistema fotovoltaico).

Porém, antes de desenhar os diagramas é preciso indicar as últimas informações que estarão presentes nele nos anos de investimento e reinvestimento na usina.

5.3.1 Informações para Construção dos Diagramas de Fluxo de Caixa

Se considera dois cenários no que diz respeito à inflação e aos reajustes homologados pela ANEEL na conta de luz da CPFL Paulista. O primeiro deles considera, com base no histórico apresentado na Tabela 9, que a inflação anual, representada pelo indicador de Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em seu valor acumulado de 12 meses até abril de cada ano, é 2,19% menor do que a correção feita na tarifa.

Tabela 9 - Comparação do histórico de reajustes na tarifa com o IPCA acumulado dos últimos 12 meses até abril de cada ano

CPFL Paulista	Vigência	Efeito médio %	IPCA %
Resolução 1870/2015	08/04/2015	4,24	8,17
Resolução 1858/15 (Reajuste extraordinário)	02/03/2015	31,77	-
Resolução 1.701/14 de 08/04/2014	08/04/2014	17,97	6,28
Decreto nº 7945, de 7/03/2013	08/04/2013	5,48	6,49
Resolução nº 1271 de 03/04/2012	08/04/2012	3,71	5,10
Resolução nº 1.130 de 05/04/2011	08/04/2011	6,95	6,51
Resolução nº 961 de 06/04/2010	08/04/2010	-5,04	5,26
Resolução nº 795 de 07/04/2009	08/04/2009	20,19	5,53
Resolução nº 627 de 07/04/2008	08/04/2008	-13,69	5,04
Resolução nº 445 de 03/04/2007	09/04/2007	3,71	3,00
Resolução nº 313 de 08/04/2006	08/04/2006	0,62	4,63
Resolução nº 081 de 08/05/2005	08/04/2005	3,36	8,07
Despacho nº 750 de 21/09/2004	21/09/2004	0,36	-
Resolução nº 085 de 07/06/2004	07/06/2004	0,96	-
Resolução nº 085 de 26/04/2004	26/04/2004	0,45	-
Resolução nº 085 de 08/04/2004	08/04/2004	7,88	5,26
Resolução nº 166 de 07/04/2003	08/04/2003	19,55	16,57
Resolução nº 185 de 04/04/2002	04/04/2002	11,6	7,75
Resolução nº 632 de 21/12/2001	21/12/2001	2,9	-
Resolução nº 130 de 05/04/2001	05/04/2001	17,13	6,44
Resolução nº 88 de 08/04/2000	08/04/2000	6,98	6,92
Reajuste médio anual		8,83	6,64

Fonte: GED 15030 (CPFL Energia, 2015)

No segundo cenário despreza-se os históricos de reajustes para que se analise o investimento em um cenário mais conservador levando-se em conta que é pouco provável que esta diferença entre as correções se mantenha por mais 25 anos, já que o setor elétrico vem passando por mudanças no sistema de tarifação sem precedentes (com a possibilidade dos

consumidores de baixa tensão aderirem à Tarifa Branca² a partir de 2018), e que a energia elétrica é insumo para quase todos os setores da sociedade. Logo a permanência de correções na tarifa acima da inflação seria pouco provável.

Outro ponto relevante é que, devido ao tempo necessário para construir a UFV, a geração de energia começa efetivamente apenas 1 ano após o investimento inicial. E este investimento inicial de R\$ 4,22 milhões referentes à instalação da usina, compra do terreno, IPTU e manutenção será rateado igualmente entre todos os investidores.

Também será dividido igualmente entre os participantes os custos de reinvestimento de R\$ 400 mil em inversores centrais na marca de 10 e 20 anos.

As planilhas utilizadas para desenhar os diagramas de fluxo de caixa estão no Anexo A.

5.3.2 Investidor 1

As figuras 17 e 18 trazem os fluxos de caixa a serem analisados para ambos cenários.



Figura 17 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 1, cenário 1

² A Tarifa Branca é uma nova opção que cobra dos consumidores valores diferentes de energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominadas de grupo B. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta (aquele com maior demanda de energia na área de concessão), diminuindo fortemente o consumo neste horário e no intermediário, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida (ANEEL, 2017).

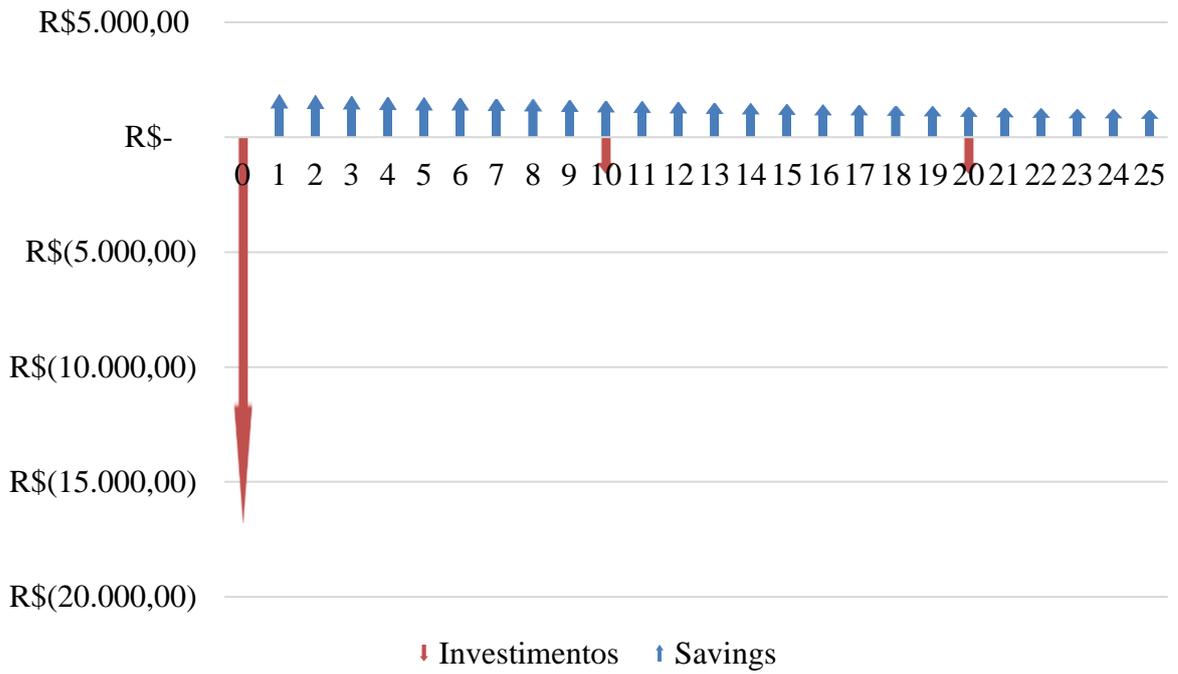


Figura 18 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 1, cenário 2

5.3.3 Investidor 2

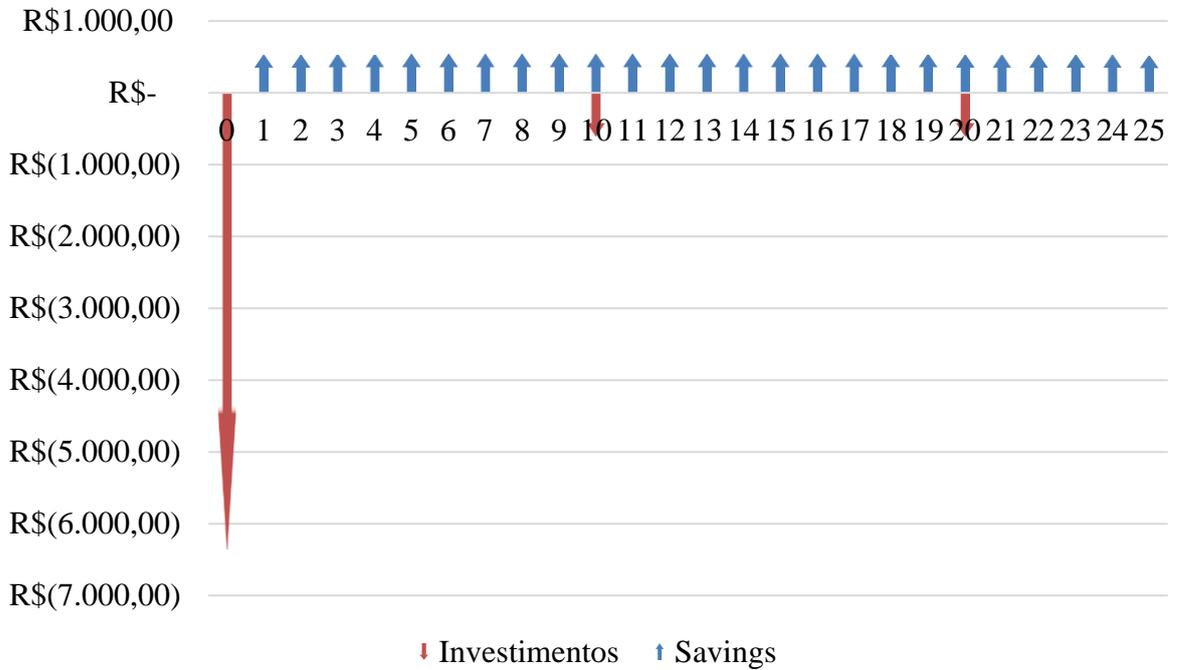


Figura 19 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 2, cenário 1

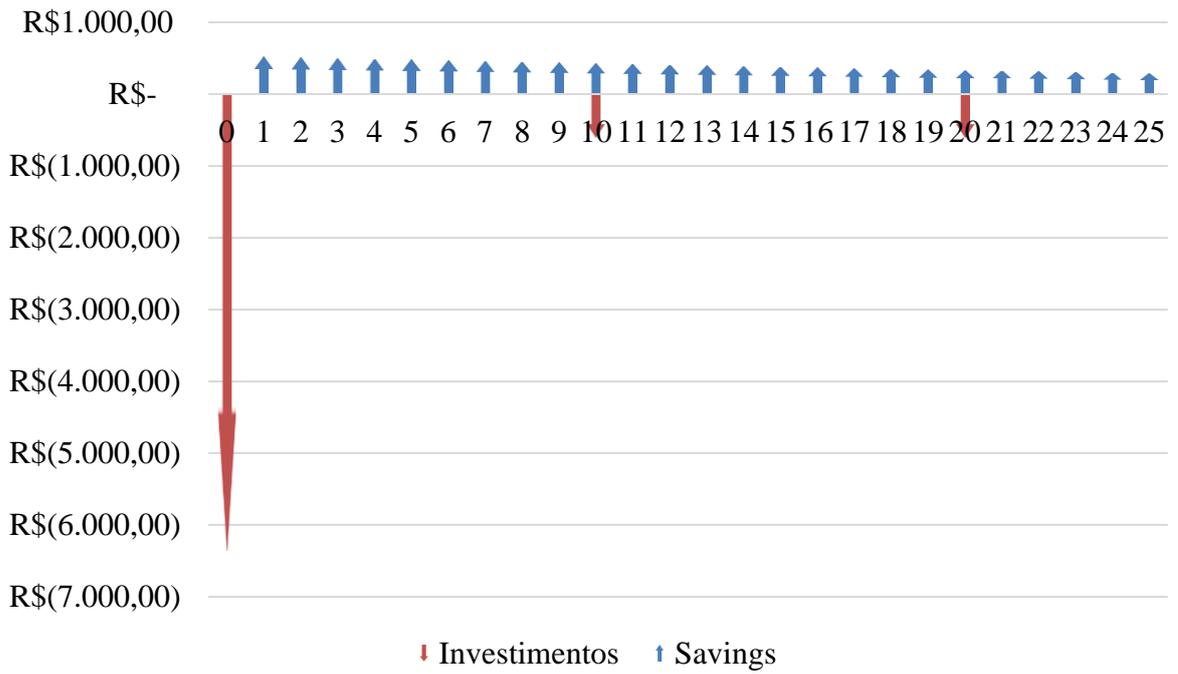


Figura 20 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 2, cenário 2

5.3.4 Investidor 3

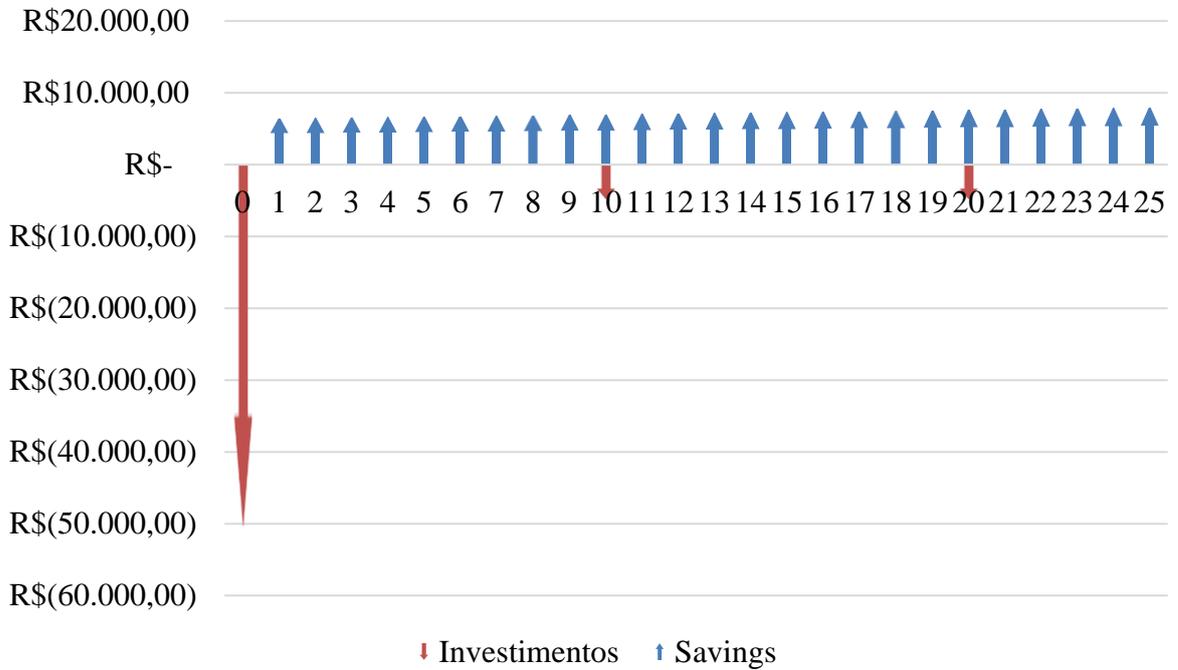


Figura 21 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 3, cenário 1

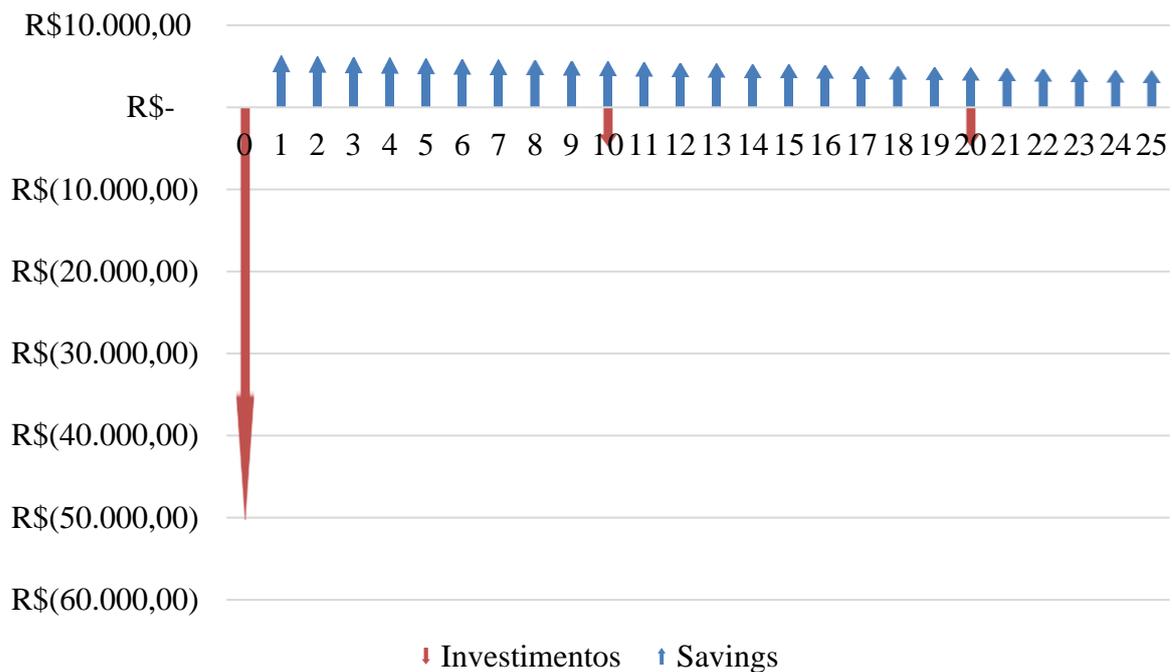


Figura 22 - Fluxo de caixa para o perfil de investidor 3, cenário 2

5.4 Viabilidade do Investimento

Todas as ferramentas de análise aqui apresentadas foram implementadas nas planilhas semelhantes àquela disponibilizada no Anexo A, sendo aqui apenas detalhado o resultado para posterior análise crítica do mesmo. Apresenta-se apenas uma planilha porque o procedimento para realizar a análise de viabilidade econômica é o mesmo para os três investidores mudando apenas os valores das entradas.

5.4.1 Investidor 1

5.4.1.1 Valor Atual Líquido (VAL)

Considerando-se a taxa de desconto igual a 6,5% a.a. acima da inflação, o Valor Atual Líquido para o perfil de investidor 1 é positivo independentemente do cenário analisado. Caso a correção da tarifa energética se mantenha 2,19% a.a. acima da inflação (cenário 1) o VAL do investimento é de R\$ 5 540,04. No entanto, caso esta projeção não se concretize e a tarifa seja corrigida pelo IPCA, o VAL será de R\$ 1.090,70, o que indica que a partir da análise do VAL o investimento em UFV é viável para este perfil.

5.4.1.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

Este tópico é de suma importância na análise deste cliente, pois evidencia que o comportamento e disciplina do investidor ao longo do horizonte de investimento tem impacto direto sobre sua viabilidade. Iniciando pelo primeiro cenário obtém-se a TIR do investimento como sendo de 10,08% a.a., indicando que o investimento traz uma rentabilidade superior ao custo de capital de 6,5% a.a. e, portanto, é viável.

No entanto, conforme discutido no capítulo de Método, a TIR pressupõe que todas as entradas intermediárias de caixa serão reinvestidas à própria Taxa Interna de Retorno, o que é impossível, já que os reinvestimentos não trariam ganhos, pois não há mais nenhum *saving* a ser realizado na conta de luz. Logo, os reinvestimentos das entradas de caixa deverão ser realizados em outro produto disponível ao Investidor 1. No caso, sabe-se que estes reinvestimentos possuirão rendimentos igual ao custo de capital. Desta forma se realiza a análise da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) para que o retorno do capital seja melhor mensurado.

A TIRM para o perfil de investidor 1 é de 7,79% ao ano, maior que o custo do capital, pois se a TIR indica que um projeto é viável a TIRM sempre será viável, desde que os reinvestimentos retornem o próprio custo do capital. Contudo, o ponto de atenção aqui enfatizado é a necessidade de o investidor ser disciplinado para periodicamente investir seu dinheiro não gasto com a conta de energia elétrica em produtos do mercado financeiro, pois se não o fizer a TIRM diminui e pode chegar a 4,18% a.a., o que inviabiliza o projeto de investimento.

No segundo cenário as considerações feitas no primeiro se repetem. A TIR assume o valor 7,34% a.a. e permanece viável. A TIRM, conseqüentemente, também indica que o projeto é viável, desde que se reinvesta os *savings* ao custo do capital, e assume o valor de 6,79% a.a., pois se não ocorrer tais reinvestimentos, a TIRM pode chegar a ser de 2,87% a.a. o que, mais uma vez, inviabilizaria o investimento.

5.4.1.3 Período de Retorno do Capital (*Payback*)

O Período de Retorno do Capital (*Payback*) simples para o Investidor 1 é de 8 anos, e o *Payback* descontado, isto é, com o valor dos fluxos de caixa corrigidos no tempo pela TMA, é de 14 anos. Já no segundo cenário o *Payback* simples é de 10 anos enquanto o descontado é de 20 anos.

5.4.1.4 Resumo Resultados Investidor 1

Tabela 10 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 1

	VAL	TIR	TIRM		Payback	
			com reinvestimento	sem reinvestimento	simples	descontado
Cenário 1	R\$ 5.540,04	10,08%	7,79%	4,18%	8 anos	14 anos
Cenário 2	R\$ 1.090,70	7,34%	7,34%	2,87%	10 anos	20 anos

5.4.2 Investidor 2

Para o perfil de investidor 2, em particular, serão conduzidas duas análises. Uma para a TMA de 1,0% a.a. e outra para TMA de 5,18% a.a., conforme justificado no capítulo de análise de perfil de investidor.

5.4.2.1 Valor Atual Líquido (VAL)

Inicialmente, considerando-se a taxa de desconto igual a 1% a.a. acima da inflação, o Valor Atual Líquido para o perfil de investidor 2 é positivo independentemente do cenário analisado. Caso a correção da tarifa energética se mantenha 2,19% a.a. acima da inflação (cenário 1 e o melhor dentre todos os quatro cenários a serem analisados) o VAL do investimento é de R\$ 4 214,08. No entanto, caso a projeção de correção tarifária acima do IPCA não se concretize e a tarifa seja corrigida apenas pelo IPCA, o VAL será de R\$ 1 379,75, o que indica que a partir da análise do VAL o investimento em UFV é viável para este perfil.

Em seguida se realiza a análise para a taxa de desconto ser igual 5,18% a.a. Esta não é a TMA deste investidor, uma vez que ele já aceitou manter seu dinheiro na poupança ao longo dos últimos 3 anos a um retorno de 1,0% a.a. acima da inflação. Mas analisa-se também o investimento sob a ótica da TMA de 5,18% a.a., por esta ser o retorno proporcionado pela poupança nos últimos 12 meses.

Com a segunda taxa de desconto, o VAL é positivo apenas no cenário em que a tarifação é corrigida 2,19% a.a. acima do IPCA e assume o valor de R\$ 373,40, viabilizando o projeto. Caso ocorra o segundo cenário, o VAL passa a ser de - R\$ 1 084,03, indicando que o investimento não é viável nestas condições.

5.4.2.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

Este tópico é o mais extenso para se analisar uma vez que para cada um dos quatro casos deve-se considerar os extremos de comportamento do investidor: reinvestir à própria TMA e não reinvestir os *savings*. Iniciando pelo primeiro cenário da TMA de 1,0% a.a. obtém-se a TIR do investimento como sendo de 5,81% a.a., indicando-se que o investimento traz uma rentabilidade superior ao custo de capital e, portanto, é viável.

No entanto, mais uma vez, deve-se realizar a análise da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) para que o retorno do capital seja melhor mensurado.

Se reinvestimentos retornarem o próprio custo do capital a TIRM, para o Investidor 2 é de 3,09% ao ano, mas como a TMA é tão reduzida para este investidor mesmo se ele não reinvestir seus *savings*, o investimento permanecerá viável com uma TIRM de 2,58% a.a.

No segundo cenário as viabilidades se repetem. A TIR assume o valor 2,97% a.a. e permanece viável. A TIRM, conseqüentemente, também indica que o projeto é viável se reinvestindo os *savings* ou não. Caso se reinvesta ao custo do capital, a TIRM assume o valor de 1,80% a.a., caso não se reinvesta nada a TIRM será de 1,24% a.a. o que, mais uma vez, viabiliza o investimento.

Resumidamente, pode-se constatar que se a TMA de um investidor é muito baixa como 1,0% a.a. acima da inflação, é muito fácil que o investimento seja economicamente viável mesmo sem destinar os *savings* a investimentos financeiros.

Por outro lado, caso o investidor que auferiu nos últimos 12 meses um rendimento de 5,18% a.a. acima da inflação deseje manter este rendimento, a viabilidade de se investir na UFV não é mais sempre verdadeira. Na realidade ela apenas será viável caso tanto os *savings* sejam reinvestidos ao custo do capital, quanto a tarifa continue sendo corrigida 2,19% acima do IPCA, o que gera uma TIRM de 5,43% a.a. Em todos os outros casos em que a TMA seja de 5,18% ao ano a TIRM indicará o investimento como sendo inviável, pois assume o valor de 2,58% ao ano caso não haja reinvestimentos e, dentro do segundo cenário, as TIRMs são de 4,35% a.a. e 1,24% a.a.

Esta conclusão é preocupante, pois não se pode garantir que a tarifa continue subindo conforme ocorreu historicamente e, portanto, não se pode garantir a viabilidade do investimento mesmo que o investidor seja disciplinado para reinvestir todos os seus *savings* ao custo do capital.

5.4.2.3 Período de Retorno do Capital (*Payback*)

No primeiro cenário o *Payback* para o Investidor 2 é de 13 anos, tanto o simples quanto o descontado pela TMA de 1,0% a.a. Já no segundo cenário o *Payback* simples é de 15 anos enquanto o descontado é de 17 anos.

Quando a TMA adotada passa a ser de 5,18% a.a. o *Payback* simples se mantém em 13 anos enquanto o descontado passa a ser de 22 anos no primeiro cenário, e no segundo o tempo de retorno do capital simples é de 15 anos e o investimento não se paga caso se corrija o valor do dinheiro no tempo com a taxa de desconto.

5.4.2.4 Resumo Resultados Investidor 2

Tabela 11 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 2 - TMA de 1% a.a.

	VAL	TIR	TIRM		Payback	
			com reinvestimento	sem reinvestimento	simples	descontado
Cenário 1	R\$ 4.214,08	5,81%	3,09%	2,58%	13 anos	13 anos
Cenário 2	R\$ 1.379,75	2,97%	1,80%	1,24%	15 anos	17 anos

Tabela 12 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 2 - TMA de 5,18% a.a.

	VAL	TIR	TIRM		Payback	
			com reinvestimento	sem reinvestimento	simples	descontado
Cenário 1	R\$ 373,40	5,81%	5,43%	2,58%	13 anos	22 anos
Cenário 2	-R\$ 1.084,03	2,97%	4,35%	1,24%	15 anos	-----

5.4.3 Investidor 3

5.4.3.1 Valor Atual Líquido (VAL)

Inicialmente, considerando-se a TMA de 12,44% a.a. acima da inflação, o Valor Atual Líquido para o perfil de investidor 3 é negativo, independentemente do cenário analisado. Caso a correção da tarifa energética se mantenha 2,19% a.a. acima da inflação o VAL do investimento é de - R\$ 448,10. Enquanto que se a projeção não se concretizar e a tarifa seja corrigida apenas pelo IPCA, o VAL será de - R\$ 7 734,75, o que já determina a inviabilidade

do investimento em UFV para este perfil.

A inviabilidade se deve ao fato de a taxa de desconto ser muito alta e o investimento não é capaz de retornar um rendimento superior a mesma.

5.4.3.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

Este tópico é destinado apenas para resumir a expectativa de rendimento financeiro do investimento, porque como o VAL deu negativo em todos os cenários nenhuma TIR ou TIRM será maior que a TMA. A TIR do primeiro cenário é de 12,3% a.a. Havendo reinvestimentos à TMA, a TIRM para o Investidor 3 é de 12,39% a.a., enquanto que se ele não reinvestir seus *savings* o investimento permanecerá inviável, mas com uma TIRM de 4,96% a.a.

No segundo cenário a TIR assume o valor 9,57% a.a. (também inviável). A TIRM, consequentemente, também indica que o projeto não se mostra interessante para o perfil de investidor 3 seja se reinvestindo os *savings* ou não. Caso se reinvesta ao custo do capital, a TIRM assume o valor de 11,59% a.a., caso não se reinvesta a TIRM será de 3,65% a.a.

Resumidamente, pode-se constatar que se a TMA de um investidor é alta como 12,44% ao ano acima da inflação, é difícil que o investimento se mostre economicamente viável. Para que o investimento seja viável com esta TMA, seria necessário que o consumo mensal médio fosse maior, de modo que o *saving* gerado mensalmente aumentasse.

5.4.3.3 Período de Retorno do Capital (*Payback*)

O *Payback* simples é de 7 anos no primeiro cenário e de 8 anos no segundo. Ao passo que, com a TMA de 12,44% a.a., o investimento não se paga caso o valor do dinheiro seja corrigido no tempo não importando o cenário adotado.

5.4.3.4 Resumo Resultados Investidor 3

Tabela 13 - Resumo dos resultados referentes ao perfil de Investidor 3

	VAL	TIR	TIRM		Payback	
			com reinvestimento	sem reinvestimento	simples	descontado
Cenário 1	-R\$ 448,10	12,30%	12,39%	4,96%	7 anos	-----
Cenário 2	-R\$ 7.734,75	9,57%	11,59%	3,65%	8 anos	-----

6 CONCLUSÃO

Conclui-se que diversos fatores influenciam a viabilidade de se investir em construir uma UFV para que a energia gerada na mesma seja abatida da conta de luz do investidor. Dentre os quais cita-se os seguintes fatores e sua influência na viabilidade do investimento:

- Consumo mensal médio: quanto maior for o consumo médio mais viável é o investimento, uma vez que a quantia a ser economizada mensalmente é maior já que existe para os consumidores do grupo B uma tarifa mínima a ser faturada.
- Forma de entrega da energia na UC do cliente: sendo a entrega de energia feita em baixa tensão, a tarifa mínima é função do tipo de fornecimento do cliente (monofásico, bifásico ou trifásico), então para um mesmo consumo energético, quanto menos fases são entregues, melhor para a viabilidade do investimento, pois a margem para economizar é maior. No entanto, cabe salientar que o tipo de fornecimento é normalmente calculado em função da demanda da UC, e a demanda tem relação direta com o consumo, por isso não é sempre que será possível reduzir o número de fases entregues.
- Classe de consumo: quanto maior for o ICMS a ser cobrado em uma tarifa de energia, maior a chance do investimento ser viável. Logo, para um mesmo consumo médio, residências com consumo superior a 200 kWh apresentarão uma TIR superior à de um comércio.
- Local de construção da usina: de acordo com a Figura 16 a geração de energia por potência de energia instalada varia para diferentes localizações, sendo preferível as mais ensolaradas. No entanto, ressalva-se que a energia só pode ser abatida dentro da área de concessão de onde a mesma é gerada, que o custo da terra e o IPTU cobrado influencia diretamente os custos do investimento e que deve se evitar ao máximo locais que exijam recondutoramento dos cabos da região onde a UFV acessa a rede de distribuição.
- Tarifa da distribuidora: ao longo dos cálculos de custos economizados fica evidente que para um mesmo consumo, o *saving* será maior caso a tarifa da distribuidora seja maior. O investidor não tem controle sobre o preço da mesma, mas o fato é que o investimento será mais rentável caso a tarifa cobrada seja maior, pois para a mesma margem de economia energética o valor poupado será maior.

- Correção tarifária: conforme discutido no capítulo 5 o chamado cenário 1, isto é, quando a tarifa energética é corrigida acima da inflação o investimento torna-se mais rentável pelo motivo apresentado no tópico anterior.
- Taxa Mínima de Atratividade: naturalmente quanto maior a TMA menos atrativo o investimento se mostra para o investidor pois entende-se que ele tem disponível no mercado bons produtos para investir seu capital.
- *Payback*: Embora não fosse uma característica restritiva na avaliação da viabilidade dos projetos de investimento analisados neste trabalho, por via de regra quanto menor for o tempo de recuperação do capital melhor é o investimento.
- Reinvestimento dos *savings*: nota-se que a disciplina em se reinvestir as quantias não gastas com a conta de energia em um produto disponível no mercado financeiro potencializa muito o retorno do capital ao investidor e, em alguns casos, tal atitude é imprescindível para que o investimento seja viável.

Em resumo, nota-se que o investimento em geração compartilhada a partir da geração de uma UFV é sim, em alguns casos, viável na área de concessão da CPFL Paulista. A viabilidade é maior para o investidor que possuir maior consumo e menor experiência com investimentos financeiros.

Ao se comparar a viabilidade do projeto para os investidores 1 e 3 a conclusão é que se o Investidor 1 aumentar seus conhecimentos acerca dos produtos disponíveis no mercado financeiro a atratividade do investimento em UFV cairá e, eventualmente, deixará de existir. No entanto, é importante ressaltar que ao aumentar a sua TMA o Investidor 1 aumentará, quase que inevitavelmente, sua exposição aos riscos de investimentos mais voláteis (como as ações da bolsa de valores que o Investidor 3 possui em sua carteira de investimentos), tal risco pode não agradar a este investidor e, neste caso, o investimento em implantar uma UFV torna-se ideal para ele.

Em contrapartida à análise feita ao Investidor 1, caso o Investidor 3 deseje alocar seu capital em investimentos mais seguros o investimento na UFV é muito recomendado ao mesmo. Mas não é só o motivo de segurança que pode fazer com que o Investidor 3 opte por investir em geração compartilhada, pode ser que o proprietário do comércio veja valor em atrelar sua marca aos conceitos de inovação e sustentabilidade que usinas fotovoltaicas carregam em seu conceito e isto justifique o investimento. Só deve ter, neste caso, mais uma atenção: é fato que aplicações na bolsa de valores são mais rentáveis quando praticadas em grandes montantes, isso

por reduzir percentualmente o impacto das taxas de corretagem sobre o retorno do investimento. Esse cenário é relevante ao Investidor 3 ao se comparar um investimento único da ordem de R\$ 50 mil com o reinvestimento de todos os seu *savings* da ordem de R\$ 500,00 mensais.

Na análise do último grupo, para o Investidor 2 faz mais sentido recomendar que estude e aprimore seus conhecimentos a respeito de investimentos em produtos do mercado financeiro do que invista em uma UFV. Sua margem para economizar mensalmente em energia elétrica é pequena e pôde ser visualizado que ao aplicar-se uma TMA de 5,18% a.a. que o investimento só seria viável mediante a uma manutenção do reajuste da tarifa de energia elétrica 2,19% a.a. acima da inflação. Este cenário não é muito provável e introduz um risco ao investimento desnecessariamente grande já que investindo em produtos como o Tesouro Direto ou rendas fixas, o Investidor 2 estaria colocando seu dinheiro em um investimento que é mais seguro, tem maior liquidez e, para seu nível de consumo energético, rende mais do que ao optar por investir na construção de uma mini central geradora fotovoltaica.

Por outro lado, é importante salientar a possibilidade de a economia mensal na conta de luz do Investidor 2 deslocar a curva orçamentária do mesmo. Esta possibilidade é especialmente relevante para este investidor pois normalmente seus gastos não são supérfluos, mas sim obrigatórios para sua sobrevivência digna na sociedade. Neste caso o saving não será reinvestido à TMA, mas sim representará um montante que passará a ser liberado dentro do orçamento deste investidor e possivelmente deixará de ser tomado emprestado a juros, quase sempre, exorbitantes. Neste caso a viabilidade pode vir a ser constatada, no entanto este cenário não foi contemplado neste trabalho.

Finalmente para os três grupos vale uma análise dos valores de *Payback*, conforme discutido no capítulo de método mesmo sendo uma análise simples e extremamente útil, ela não pode ser aplicada isoladamente. Então no caso do Investidor 3 não se entra no mérito do período retorno do investimento (mesmo o simples) pois o VAL já indicou a inviabilidade do investimento. No entanto para os cenários em que o investimento é dado como viável para os Investidores 1 e 2, nota-se um *Payback* descontado sempre superior a 13 anos. Para a imensa maioria das pessoas trata-se de um retorno muito demorado pois sabe-se que são raros aqueles que se preocupam tanto com o futuro a ponto de aceitar um tempo de retorno desta magnitude.

REFERÊNCIAS

ABRAMOVAY, R. **Desenvolvimento sustentável: qual a estratégia para o Brasil?**, Novos Estudos – CEBRAP N° 87, São Paulo, julho de 2010.

ADVFN. **IBOV - Cotação ibovespa**. Disponível em: <<https://br.advfn.com/bolsa-de-valores/bovespa/ibovespa-ibov/cotacao>>. Acesso em: novembro. 2017.

ADVFN. **Tributação em fundos de investimento: imposto de renda (IR)**. Disponível em: <<https://br.advfn.com/investimentos/fundos/imposto-de-renda>>. Acesso em: outubro. 2017.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos Aneel: Micro e Minigeração Distribuída**. 2 ed. Brasília, maio de 2016.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ranking das tarifas**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: outubro. 2017.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória N° 2.217**. Brasília, 4 de abril de 2017.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 414**, Brasília, 9 de setembro de 2010

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482**, Brasília, 17 de abril de 2012

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 687**, Brasília, 24 de novembro de 2015

BANCO DO BRASIL. **Lâmina de Informações Essenciais sobre o BB Renda Fixa Simples Fundo de Investimento**., Rio de Janeiro, setembro de 2017.

BARBIERI, José Carlos, ÁLVARES, Antonio C. T., MACHLINE, Claude, **Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações**. GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas – Ano 2, vol. 5, out-dez/07, p. 131-142

CPFL ENERGIA. **Tributos municipais, estaduais e federais**. Disponível em: <<https://servicosonline.cpfl.com.br/tributos.aspx>>. Acesso em: outubro. 2017.

CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS. **Instrução CVM N° 539**, Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2013.

EPE – EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS **Consumo mensal de energia elétrica por classe (regiões e subsistemas) – 2004-2017**, Rio de Janeiro, 2017.

FEITOSA, P. H. A. **Energia solar no Brasil**, Valor Econômico, 24/3/2010, p. A 12.

FORTVILLE. **Você sabe quanto custa contratar uma empresa de segurança?**.

Disponível em: <<http://www.fortville.com.br/quanto-custa-contratar-empresa-de-seguranca/>>. Acesso em: novembro. 2017.

FRANCISCO, E. R. **Indicadores de Renda baseados em Consumo de Energia Elétrica**, AES Eletropaulo / FGV-EAESP, São Paulo, 2011.

G1. Mesmo com rendimento mais baixo, 61% dos brasileiros investem na poupança, 15 de março de 2017. Disponível em:

<<https://g1.globo.com/economia/noticia/lucro-do-fgts-distribuir-a-r-72-bilhoes-a-88-milhoes-de-trabalhadores-diz-caixa.ghtml>>. Acesso em: outubro. 2017.

INSTITUTO DE ECONOMIA AGRÍCOLA. **Metodologia e resultados do levantamento do valor de terra nua – projeto piloto**. 2016. Disponível em:

<<http://www.iea.sp.gov.br/out/lertexto.php?codtexto=14127>>. Acesso em: outubro. 2017.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, São José dos Campos, julho de 2017

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewable electricity generation climbs to second place after coal**. 2014. Disponível em:

<<http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2015/august/renewable-electricity-generation-climbs-to-second-place-after-coal.html>>. Acesso em: junho. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap Solar Fotovoltaic Energy**. 2014. Disponível em:

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. Acesso em: junho. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables to lead world power market growth to 2020**. 2014. Disponível em:

<<http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2015/october/renewables-to-lead-world-power-market-growth-to-2020.html>>. Acesso em: junho. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The success of wind and solar is powered by strong policy support**. 2017. Disponível em:

<<http://www.iea.org/newsroom/news/2017/june/commentarythe-success-of-wind-and-solar-is-powered-by-strong-policy-support.html>>. Acesso em: junho. 2017.

MAIS, P. **Qual o seu perfil de investidor: conservador, moderado ou arrojado?**, Par Mais, 21 de janeiro de 2016.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional - Série Completa**, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 1970-2015. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleta.aspx>>. Acesso em maio. 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2016: Ano base 2015** / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2016

O GLOBO. **Os cinco maiores bancos do brasil.**, 2017. Disponível em:

<<https://oglobo.globo.com/economia/os-cinco-maiores-bancos-do-brasil-20938419>>. Acesso em: outubro. 2017.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico - **Sistema de Transmissão - Horizonte 2017**. 2017. Disponível em <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>

PORTAL BRASIL. **Caderneta de poupança**. Disponível em: <http://www.portalbrasil.net/poupanca_mensal.htm>. Acesso em: novembro. 2017.

PORTAL BRASIL. **Índice nacional de preços ao consumidor amplo - IPCA**. Disponível em: <<http://www.portalbrasil.net/ipca.htm>>. Acesso em: novembro. 2017.

PORTAL SOLAR. **O inversor solar.**, 2017. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>. Acesso em: outubro. 2017.

REBELATTO, Daisy Aparecida Do Nascimento. **Projeto de investimento: Com estudo de caso completo na área de serviços**. 1 ed. Barueri/SP: Editora Manole Ltda, 2004.

REN21 - **Renewables 2016 - Global Status Report**.

TIEPOLO, G. M., URBANETZ, J., PEREIRA, E. B., PEREIRA, S. V., ALVES, A. R. **Energia solar no Estado do Paraná - Potencial, barreiras e políticas públicas**. X CBPE, Gramado, 2016.

TEIXEIRA G. **O novo ciclo da energia nuclear**. Brasil nuclear, v. 8, n. 23, p.167 – 185, 2002.

VÉRIOS. **Comparação de Fundos**. Disponível em: <<https://verios.com.br/apps/laminas/log/cdi/22051699000151>>. Acesso em: outubro. 2017.

ANEXO A

Cálculo de Payback e Fluxo de Caixa de Projeto											
Premissas Utilizadas		Tarifa TUSD		R\$ 0,152							
Inflação IPCA	0,00%	Tarifa TE + Bandeira	R\$ 0,282								
Inflação Energética acima do IPCA	2,19%	CIP	R\$ 11,37								
Número de Investidores	252	ICMS	25%								
TMA	6,50%	PIS	0,86%								
Perda de Eficiência dos Módulos	-0,80%	COFINS	3,97%								
		Base Imposto	70,17%								
		Consumo (kWh)		Gasto Atual (R\$)		Custo Usina		Custo Manutenção			
		Consumo	Mínimo	Gasto	Gasto Mínimo						
Mensal	500	100	R\$ 320,74	R\$ 94,86	R\$ 61,26	R\$ 9,46					
Anual	6.000	1.200	R\$ 3.848,88	R\$ 1.138,32	R\$ 735,09	R\$ 113,49					
Fluxo de Caixa Cliente (Ano)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Gasto Anual c/ Energia (s/ UFV)	R\$ 3.848,88	R\$ 3.933,17	R\$ 4.019,31	R\$ 4.107,33	R\$ 4.197,28	R\$ 4.289,20	R\$ 4.383,14	R\$ 4.479,13	R\$ 4.577,22	R\$ 4.677,46	
Investimento	-R\$ 16.746,03										
Receita		R\$ 1.873,77	R\$ 1.885,40	R\$ 1.896,84	R\$ 1.908,09	R\$ 1.919,13	R\$ 1.929,96	R\$ 1.940,56	R\$ 1.950,93	R\$ 1.961,05	
Fluxo de Caixa Simplificado	-R\$ 16.746,03	R\$ 1.873,77	R\$ 1.885,40	R\$ 1.896,84	R\$ 1.908,09	R\$ 1.919,13	R\$ 1.929,96	R\$ 1.940,56	R\$ 1.950,93	R\$ 1.961,05	
Fluxo de Caixa Simplificado Acc	-R\$ 16.746,03	-R\$ 14.872,26	-R\$ 12.986,86	-R\$ 11.090,02	-R\$ 9.181,94	-R\$ 7.262,81	-R\$ 5.332,85	-R\$ 3.392,29	-R\$ 1.441,35	R\$ 519,70	
Fluxo de Caixa Descontado	-R\$ 16.746,03	R\$ 1.759,41	R\$ 1.662,28	R\$ 1.570,30	R\$ 1.483,20	R\$ 1.400,74	R\$ 1.322,67	R\$ 1.248,76	R\$ 1.178,81	R\$ 1.112,61	
Fluxo de Caixa Descontado Acc	-R\$ 16.746,03	-R\$ 14.986,62	-R\$ 13.324,34	-R\$ 11.754,05	-R\$ 10.270,85	-R\$ 8.870,11	-R\$ 7.547,44	-R\$ 6.298,68	-R\$ 5.119,87	-R\$ 4.007,26	
Reinvestindo ao Custo de Capital até a marca de 25 anos	-R\$ 16.746,03	R\$ 8.493,91	R\$ 8.024,98	R\$ 7.580,91	R\$ 7.160,44	R\$ 6.762,33	R\$ 6.385,44	R\$ 6.028,66	R\$ 5.690,96	R\$ 5.371,34	
Cálculo da TIRM	-R\$ 16.746,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Sem reinvestimento até 2025	-R\$ 16.746,03	R\$ 1.873,77	R\$ 1.885,40	R\$ 1.896,84	R\$ 1.908,09	R\$ 1.919,13	R\$ 1.929,96	R\$ 1.940,56	R\$ 1.950,93	R\$ 1.961,05	
Cálculo da TIRM s/ reinvestimento	-R\$ 16.746,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
		RESULTADOS		TIR		Payback Simples (anos)		Payback Descontado (anos)		TIRM	
				10,08%		8		14		c/ reinvestimento 7,79%	
										s/ reinvestimento 4,18%	
				VAL		R\$ 5.540,04					

