

WILLIAM KAZUMASA KARASAWA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UM
PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do Diploma de Engenheiro de
Produção.

**São Paulo
2015**

WILLIAM KAZUMASA KARASAWA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UM
PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do Diploma de Engenheiro de
Produção.

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

**São Paulo
2015**

Catalogação-na-publicação

Karasawa, William Kazumasa

Análise de Viabilidade Econômico-Financeira de um Projeto de Geração de Energia Fotovoltaica / W. K. Karasawa -- São Paulo, 2015.

101 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Análise do valor 2.Energia solar 3.Geração de energia elétrica
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

Dedico este trabalho a meus pais.

AGRADECIMENTOS

A meus pais pelo suporte, amor e paciência durante todos esses anos da minha história pessoal, acadêmica e profissional.

Ao Professor Erik Eduardo Rego, pelo suporte e orientação na realização deste trabalho.

À Escola Politécnica e aos seus Professores pelas oportunidades e lições que serão carregadas ao longo da minha vida.

Aos meus amigos pelo apoio e motivação, em tempos de desafio.

"It loved to happen"

(Marcus Aurelius)

RESUMO

A energia solar é uma fonte renovável e sustentável ainda incipiente no Brasil, porém desde 2014, tem recebido cada vez mais destaque com o Governo Federal organizado leilões de contratação de energia a partir de parques fotovoltaicos. Além disso, o país apresenta uma série de características naturais favoráveis para o seu desenvolvimento, tais como altos níveis de insolação e grandes reservas de matéria prima para a produção dos equipamentos, o que geram uma importante vantagem competitiva para atrair investidores e possibilitar o desenvolvimento de um mercado interno. No entanto, sendo uma tecnologia ainda não madura ou economicamente competitiva, sua introdução no mercado apresenta riscos e custos superiores às demais tecnologias em uso comercial. Assim, neste trabalho é avaliado econômicamente a viabilidade de um projeto típico de geração de energia fotovoltaica através de um modelo financeiro, considerando o atual cenário econômico e os preços praticados pelo mercado desta fonte de energia.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Análise de investimento, Leilão de energia.

ABSTRACT

The solar energy is a renewable and sustainable source still incipient in Brazil, however since 2014, it has received more prominence with the energy contract auctions from photovoltaic power stations organized by the federal government. Besides, the country presents a series of favorable natural characteristics for its development, as high levels of insolation and large reserves of raw material for equipment production, which generates an important competitive advantage to attract investors and to enable the development of a domestic market. Nonetheless, because it is not yet a mature or economically competitive technology, its introduction into the market presents higher risks and costs than other technologies in commercial use. Thus in this work, the feasibility of a typical project of photovoltaic power generation is economically evaluated through a financial model, considering the current economic scenario and the prices practiced in the market of this source of energy.

Key words: Photovoltaic solar energy, Investment analysis, Energy auction

LISTAS DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1: Irradiação solar do Brasil para o plano inclinado..... | 55 |
| Figura 2: Cálculo da Receita..... | 73 |
| Figura 3: Impostos Sobre a Receita | 73 |
| Figura 4: Gastos do Projeto | 75 |
| Figura 5: Cronograma de Depreciação | 75 |
| Figura 6: Financiamento | 76 |
| Figura 7: Fluxo de Caixa Livre..... | 77 |
| Figura 8: Cálculo do Valor do Projeto e da TIR..... | 78 |

LISTA DE EQUAÇÕES

| | |
|---|----|
| Equação 1: Cálculo do Valor Presente dos Fluxos de Caixa..... | 31 |
| Equação 2: Cálculo do Valor do Capital Próprio / do Acionista | 32 |
| Equação 3: Cálculo do Valor da Firma..... | 32 |
| Equação 4: Cálculo do Valor da Firma Através do Valor do Acionista..... | 33 |
| Equação 5: Cálculo do Valor da Firma pelo VPA..... | 33 |
| Equação 6: Cálculo do Fluxo de Caixa Livre | 35 |
| Equação 7: Cálculo do Capital de Giro Líquido..... | 38 |
| Equação 8: Variação do Capital de Giro Líquido..... | 38 |
| Equação 9: Dias implícitos de Recebíveis | 38 |
| Equação 10: Dias implícitos de Estoque | 38 |
| Equação 11: Dias implícitos de Contas a Pagar | 38 |
| Equação 12: Cálculo do Valor Terminal | 39 |
| Equação 13: Cálculo do CMPC | 40 |
| Equação 14: Cálculo do Custo do Capital Próprio (k_e)..... | 43 |
| Equação 15: Cálculo do beta (β)..... | 44 |
| Equação 16: Desalavancagem do beta | 45 |
| Equação 17: Realavancagem do beta | 45 |
| Equação 18: Fator de Capacidade..... | 57 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1: Relação entre Índice de Cobertura de Dívida, Classificação de Risco e Adicional de Custo | 42 |
| Tabela 2: Oferta Interna de Energia no Brasil (2014) | 48 |
| Tabela 3: Oferta Interna de Energia Elétrica | 51 |
| Tabela 4: Produtividade média específica da geração fotovoltaica em áreas selecionadas do território brasileiro..... | 56 |
| Tabela 5: Empreendimentos contratados e habilitados | 66 |
| Tabela 6: Síntese dos Resultados..... | 69 |
| Tabela 7: Resumo das Premissas | 72 |
| Tabela 8: Sensibilidade do Fator de Capacidade e do Investimento | 80 |
| Tabela 9: Sensibilidade do Preço de Energia (FC 18%)..... | 81 |
| Tabela 10: Sensibilidade do Preço de Energia (FC 27,8%)..... | 81 |
| Tabela 11: Sensibilidade do Preço do Dólar (FC 27,8%)..... | 82 |
| Tabela 12: Sensibilidade da Taxa de Juros (FC 27,8%) | 84 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | |
|---|----|
| Gráfico 1: Consumo Final de Energia por Fonte (2014) | 49 |
| Gráfico 2: Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte | 50 |
| Gráfico 3: Resumo do cadastramento na EPE por estado em 2014 - Potência (MWp) e % | 65 |
| Gráfico 4: Resumo do cadastramento na EPE por estado em 2015 - Potência (MWp) e % | 65 |
| Gráfico 5: Potência (MW), Garantia Física (MWmédio) e Total Contratado (MWmédio) | 67 |
| Gráfico 6: Preços Iniciais (R\$/MWh), Preço Médio de Venda (R\$/MWh) e Deságio (%) | 68 |
| Gráfico 7: Contratação por estado (MWh) - 6º LER (à esquerda) e 7º LER (à direita) | 68 |
| Gráfico 8: Investimento por estado (R\$ bilhões) - 6º LER (à esquerda) e 7º LER (à direita) | 69 |

LISTA DE ABREVIAÇÕES

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica

Asmae - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

BEN - Balanço Energético Nacional

BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CER - Contrato de Energia de Reserva

CGL - Capital de Giro Líquido

Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CMPC - Custo Médio Ponderado do Capital

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

CPV - Custo dos Produtos Vendidos

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

D&A - Depreciação e Amortização

DIF - Irradiação Difusa Horizontal

DNI - Irradiação Normal Direta

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FC - Fator de Capacidade

FCD - Fluxo de Caixa Descontado

FCL - Fluxo de Caixa Livre

FCLA - Fluxo de Caixa Livre para o Acionista

FCLF - Fluxo de Caixa Livre para a Firma

GHI - Irradiação Global Horizontal

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LAJIDA - Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

LER - Leilão de Energia de Reserva

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME - Ministério de Minas e Energia

MPBC - Modelo de Precificação de Bens de Capital

O&M - Operação e Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas

SIN - Sistema Interligado Nacional

SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment*

TIR - Taxa Interna de Retorno

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UFPE - Universidade Federal de Pernambuco

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

VPA - Valor Presente Ajustado

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO..... | 27 |
| 1.1. Apresentação do Tema | 27 |
| 1.2. Motivação do Trabalho..... | 28 |
| 1.3. Pergunta de Pesquisa | 28 |
| 1.4. Objetivos..... | 28 |
| 1.5. Metodologia..... | 28 |
| 1.6. Estrutura do Trabalho | 29 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 31 |
| 2.1. Introdução | 31 |
| 2.2. Análises Financeiras | 31 |
| 3. VISÃO GERAL DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO | 47 |
| 3.1. Introdução | 47 |
| 3.2. Matriz Energética..... | 47 |
| 3.3. Recurso Solar..... | 52 |
| 3.4. Potencial Nacional de Energia Solar | 53 |
| 3.5. Fator de Capacidade e Potência | 56 |
| 3.6. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro | 58 |
| 3.7. Leilões de Energia | 61 |
| 3.8. Leilões de Energia de Reserva | 62 |
| 4. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA | 71 |
| 4.1. Premissas | 71 |
| 4.2. Cálculo da Receita | 73 |
| 4.3. Cálculo dos Custos e Despesas do Projeto | 74 |
| 4.4. Depreciação do Investimento | 75 |
| 4.5. Financiamento..... | 76 |

| | |
|--|-----|
| 4.6. Fluxo de Caixa Livre..... | 76 |
| 5. DISCUSSÃO DE CENÁRIOS E DE RESULTADOS | 79 |
| 5.1. Interpretação do Resultado..... | 79 |
| 5.2. Sensibilidade do Fator de Capacidade e do Investimento..... | 79 |
| 5.3. Sensibilidade do Preço da Energia | 80 |
| 5.4. Sensibilidade do Preço do Dólar | 82 |
| 5.5. Sensibilidade da Taxa de Juros | 83 |
| 5.6. Considerações Finais..... | 84 |
| 6. CONCLUSÃO | 87 |
| 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 89 |
| ANEXO A. RESULTADO DO 6º LER DE 2014 | 93 |
| ANEXO B. RESULTADO DO 7º LER DE 2015..... | 95 |
| ANEXO C. CÁLCULO DA RECEITA, CUSTOS E DESPESAS | 97 |
| ANEXO D. CÁLCULO DA DEPRECIAÇÃO E FINANCIAMENTO..... | 99 |
| ANEXO E. CÁLCULO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE | 101 |

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação do Tema

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela predominância de fontes renováveis em sua matriz energética (EPE, 2015). Majoritariamente pela fonte hidráulica, como consequência da abundância de recursos hídricos em seu território. Entretanto, devido às recentes crises hídricas enfrentadas pelo país, houve um aumento significativo da utilização de fontes não renováveis, como as termelétricas, para suprir a crescente demanda.

Além do crescimento da participação termelétrica na matriz, o Governo Federal tem cada vez mais incentivado a utilização de fontes renováveis alternativas, como a energia eólica e a energia solar. A primeira tem apresentado crescimentos altos desde a última década, já a fonte solar, apesar de ser ainda bastante incipiente no país, tem recebido cada vez mais destaque com o Governo Federal organizando leilões de contratação de energia a partir de parques fotovoltaicos desde 2014 (CCEE, 2015).

Desde um ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis, tais como altos níveis de insolação e grandes reservas de matéria prima para as células e módulos fotovoltaicos (EPE, 2012). Tais fatores permitem a geração de uma importante vantagem competitiva que podem potencializar a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno, possibilitando um vislumbre de um papel importante na matriz elétrica para este tipo de tecnologia.

No entanto, em se tratando de uma tecnologia ainda não madura nem economicamente competitiva, e de um novo modelo de negócio, sob a ótica do investidor sua introdução no mercado apresenta níveis de risco e custos superiores às demais tecnologias atualmente em uso comercial.

Neste contexto, reconhecendo as suas vantagens e potenciais, mas também os desafios, este trabalho é desenvolvido com o intuito de avaliar economicamente a viabilidade de um projeto típico de geração solar fotovoltaica no país, tendo em consideração o atual cenário econômico e os preços praticados pelo mercado desta fonte de energia.

1.2. Motivação do Trabalho

Considerando-se as recentes contratações de geração de energia elétrica para atendimento dos consumidores finais, que são reguladas e organizadas pelo Governo Federal, a fase inicial de inserção desta fonte na matriz energética nacional, seu apelo ambiental, e o cenário atual de crise energética, este trabalho se insere em um momento oportuno para avaliar as condições de mercado em termos de viabilidade econômico-financeira para novos investimentos em um projeto típico de geração fotovoltaica.

Este trabalho também irá avaliar como a atual instabilidade econômica do país pode afetar a rentabilidade desta fonte, vez que, parte significativa dos equipamentos são importados, assim, serão feitas análises adicionais de sensibilidade em função de parâmetros como a alta do preço do dólar frente à moeda doméstica.

1.3. Pergunta de Pesquisa

O mercado brasileiro de comercialização de energia fotovoltaica permite o retorno adequado aos investidores?

Hipótese de pesquisa: os preços praticados nos leilões regulados para projetos centralizados, dada as condições econômicas e do mercado nacional, parecem ser suficientes para o desenvolvimento desta fonte no Brasil e consequente atratividade do capital privado.

1.4. Objetivos

Como objetivo principal, analisar a viabilidade de um projeto típico de geração de energia fotovoltaica. Já como objetivos secundários, conhecer o mercado de comercialização de energia elétrica, em particular os leilões de contratação de projetos fotovoltaicos.

1.5. Metodologia

Este trabalho consistirá de um estudo conceitual da viabilidade da fonte fotovoltaica, para tanto, será desenvolvido um modelo financeiro utilizando-se apenas dados públicos de investimento, custos, despesas, preço de comercialização, e condições de financiamento. Para os dados de receita, custos operacionais e despesas não financeiras serão utilizados as médias obtidas a partir dos dados públicos, enquanto que, para o financiamento, serão utilizadas as condições gerais apresentadas pelo Governo Federal através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e também as especificadas pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) em seu portal. Para o preço de comercialização de energia, serão utilizados os resultados dos leilões públicos de comercialização de energia solar fotovoltaica já realizados.

1.6. Estrutura do Trabalho

O presente Trabalho foi estruturado em 4 capítulos, mais esta introdução e uma conclusão.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre análises financeiras que irão auxiliar as análises desenvolvidas neste trabalho e apresentadas no Capítulo 4.

No Capítulo 3 é apresentada uma visão geral do setor energético no Brasil, seus principais dados, assim como as instituições que o compõe. Além disso, é introduzido os resultados dos últimos leilões de comercialização de energia de fonte fotovoltaica e suas principais características, o que será utilizado como dado de entrada para a estimativa dos valores médios de investimento, potência e geração de energia solar e o preço de venda. Também é abordado o tema de energia solar, a caracterização deste recurso, alguns aspectos técnicos, e o potencial nacional de produção.

No Capítulo 4 é realizada a análise de viabilidade econômica de um projeto genérico de geração solar concentrada e a determinação de seu valor de mercado. Visa-se a determinação da taxa de retorno que o projeto apresenta e poderia apresentar considerando diversos cenários em que o projeto está sujeito.

No Capítulo 5 discutem-se os resultados encontrados e no Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Introdução

Nesta seção serão desenvolvidas as bases teóricas dos principais métodos de avaliação econômico-financeira de empresas e/ou projeto.

2.2. Análises Financeiras

Segundo Damodaran (2002), para a análise do valor (valoração) de uma companhia, em geral, existem três métodos de abordagem. O primeiro método é o fluxo de caixa descontado, que traz a valores presentes os fluxos esperados de um ativo em seus próximos anos, e em sua perpetuidade, assumindo-se um cenário de constância em aspectos de crescimento do mesmo. O segundo método é a análise de valor relativo, que estima o valor de um ativo através de comparáveis, como lucro, fluxo de caixa, receitas etc. O terceiro método utiliza modelos de precificação de opções.

Para este trabalho, o foco será no primeiro método de análise, através do fluxo de caixa descontado (FCD).

2.3. Método do Fluxo de Caixa Descontado

Para Damodaran (2002), qualquer análise de valor de um ativo tem como princípio a análise do fluxo de caixa descontado, que por sua vez, tem seu fundamento na regra do valor presente, onde o valor que qualquer ativo é o valor presente dos fluxos futuros esperado que esse ativo gera:

$$Valor\ Presente = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCL_t}{(1+r)^t}$$

Equação 1: Cálculo do Valor Presente dos Fluxos de Caixa

Onde:

FCL_t : Fluxo de Caixa Livre no período t ;

n : Vida do ativo;

r : Taxa de desconto refletindo o risco dos fluxos estimados.

A partir do cálculo do valor presente, Damodaran (2002) explicita três maneiras para a utilização do método do fluxo de caixa descontado: **i)** análise do valor patrimonial da firma (valor do acionista); **ii)** análise do valor da firma como um todo, o que inclui, além do valor patrimonial, o valor da dívida; e **iii)** análise do valor da firma em partes, começando com suas

operações e adicionando os efeitos no valor da dívida e outras obrigações. Para cada uma das maneiras, consideram-se fluxos de caixa e taxas de desconto diferentes.

A análise patrimonial da firma ou seu valor do capital próprio é obtido descontando-se os Fluxos de Caixa Livre para o Acionista (FCLA), i.e., os fluxos de caixa residuais após todas as despesas, necessidades de reinvestimento, obrigações tributárias e pagamentos de dívidas líquidas (juros, pagamentos de parcelas e novas emissões de dívidas), ao custo de capital próprio, i.e., a taxa de retorno requerida pelos acionistas da firma.

$$Valor do Capital Próprio = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCLA_t}{(1 + k_e)^t}$$

Equação 2: Cálculo do Valor do Capital Próprio / do Acionista

Onde:

$FCLA_t$: Fluxo de Caixa Livre para o Acionista no período t ;

k_e : Custo de Capital Próprio

O valor da firma é obtido descontando-se os Fluxos de Caixa Livre para a Firma (FCLF), i.e., os fluxos de caixa residuais após todas as despesas, necessidades de reinvestimento e obrigações tributárias, porém antes de quaisquer pagamentos de dívidas e aos acionistas, à média ponderada do custo de capital, que é o custo dos diferentes componentes de financiamento utilizados pela firma, ponderados por suas proporções de valor de mercado.

$$Valor da Firma = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCLF_t}{(1 + CMPC)^t}$$

Equação 3: Cálculo do Valor da Firma

Onde:

$FCLF_t$: Fluxo de Caixa Livre para a Firma no período t ;

$CMPC$: Custo Médio Ponderado do Capital

O valor da firma também pode ser obtido através do valor do acionista, conforme a equação abaixo.

Valor da Firma (Equação 3)

= Valor do Capital Próprio (Equação 2)

+ Valor de Mercado da Dívida

Equação 4: Cálculo do Valor da Firma Através do Valor do Acionista

O valor da firma também pode ser obtido pela mensuração de partes separadamente. Esta maneira, que é chamada de valor presente ajustado (VPA), inicia-se com a determinação do valor do capital próprio da firma, assumindo-se que esta é financiada apenas com capital próprio. A seguir, é considerado o valor agregado (ou reduzido) pela dívida considerando-se o valor presente dos benefícios tributários resultantes da dívida e dos custos de falência esperados. O VPA pode ser generalizado para permitir que diferentes fluxos de caixa para a firma sejam descontados a diferentes taxas, segundo seus riscos.

Valor da Firma

= Valor do Capital Próprio

+ Valor Presente dos Benefícios Tributários

+ Custos de Falência Esperados

Equação 5: Cálculo do Valor da Firma pelo VPA

No presente trabalho, será considerada a análise do valor do capital próprio / do acionista. Foi escolhida esta maneira de avaliação uma vez que o objetivo é mensurar o quanto um projeto típico de geração de energia fotovoltaica consegue criar de retorno ao acionista do empreendimento.

Finalmente, Rosembaum e Pearl (2009) listam os principais prós e contras da metodologia do fluxo de caixa descontado:

Prós

- *Baseado no fluxo de caixa:* reflete o valor do FCF projetado;
- *Independência do mercado:* essa metodologia é mais isolada de efeitos pontuais do mercado, tais como bolhas especulativas ou períodos de recessão;
- *Auto-suficiente:* não depende inteiramente de companhias comparáveis ou de transações precedentes. Trata-se de uma abordagem importante quando não existem ou são limitados os comparáveis públicos;

- *Flexibilidade*: permite a análise de diferentes cenários econômicos sensibilizando taxas de crescimento, margens etc.

Contras

- *Dependência nas projeções financeiras*: trata-se de um grande desafio a projeção do desempenho financeiro, sobretudo em longos períodos;
- *Sensibilidade às premissas*: pequenas variações nas premissas podem impactar consideravelmente a gama de valores;
- *Valor terminal*: o valor presente do valor terminal pode representar até 75% ou mais do valor total, o que diminui a relevância da projeção do FCF;
- *Assume estrutura de capital constante*: o modelo básico do fluxo de caixa descontado não permite flexibilidade de alteração da estrutura de capital ao longo do período de projeção.

Em seguida, serão definidos cada um dos termos e os métodos de cálculo.

2.3.1. Fluxo de Caixa Livre (FCL)

Copeland et al (2002) definem o fluxo de caixa livre como "[...] o fluxo de caixa operacional efetivo da empresa. O fluxo de caixa livre é o fluxo de caixa total após impostos gerado pela empresa e disponível para todos os seus fornecedores de capital, tanto credores quanto acionistas".

Reforçando os conceitos de Damodaran (2002), apresentados anteriormente, pode-se realizar a análise por fluxo de caixa de três maneiras: **i**) análise do valor alavancado da companhia; **ii**) análise do valor desalavancado da companhia; e **iii**) análise pelo valor presente ajustado. A principal diferença entre os métodos se dá pela presença da dívida nos fluxos de caixa, tornando-se assim necessário o desconto do valor pelo custo de capital alavancado ou pelo desconto após a eliminação da dívida, *i.e.* considerando o custo de capital próprio na estrutura desalavancada. O terceiro método considera a soma dos fluxos de caixa da operação e do benefício fiscal descontados pelo custo de capital próprio desalavancado.

Detalhando esta metodologia, para a análise de valor da companhia alvo, o fluxo de caixa livre é calculado para os acionistas, *i.e.* a partir da análise do valor desalavancado da companhia, em cada período de projeção, para depois ser descontado a valor presente pelo custo de capital.

$$FCL = \text{Lucro Operacional} * (1 - T) + D&A - \text{Investimento} - \Delta CGL + \text{Dívida Líquida}$$

Equação 6: Cálculo do Fluxo de Caixa Livre

Onde:

T : Taxa de Impostos

$D&A$: Depreciação e Amortização

ΔCGL : Variação do Capital de Giro Líquido

Dívida Líquida : Diferença entre as novas dívidas emitidas e o pagamento de juros e principais

Geralmente, utiliza-se um período de projeção entre 5 a 10 anos para empresas estáveis, *i.e.* que apresentem fluxos de caixa mais estáveis. Para empresas em estágios mais iniciais, há maior variação temporal, chegando a períodos mais longos, até a estabilização dos fluxos de caixa.

Para fins de projeção, muitos são os casos em que não há o benefício de um conjunto de premissas iniciais. Para empresas públicas, existem relatórios de analistas de mercados que estimam as premissas financeiras de contas como Receita, Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA) e Lucro Operacional, e geralmente são utilizados para estimar uma base para as projeções. Nos casos em que essas informações não são disponíveis, *e.g.* para empresas fechadas, utiliza-se informações de desempenho histórico, tendências do setor e estimativas de consensos de analistas de empresas abertas comparáveis. Rosembaum e Pearl (2009) detalham de forma prática as formas de projeção mais comuns para os componentes do fluxo de caixa.

a) Receita

Para empresas abertas, os primeiros dois ou três anos de projeção podem ser obtidos através do consenso de estimativas dos analistas do setor. Similarmente, para empresas fechadas, consensos de estimativas para empresas semelhantes podem ser utilizados como aproximações para taxas de crescimento de receita esperada em casos que a linha de tendência seja consistente com o desempenho histórico e perspectivas de mercado, caso disponíveis.

No entanto, para períodos mais longos de projeção, as taxas de crescimento devem ser derivadas de outras fontes. Sem o benefício de uma orientação da diretoria da empresa, geralmente se pode basear em tendências setoriais e taxas de crescimento de longo prazo. Em situações em que não haja uma orientação precisa, Rosembaum e Pearl (2009) citam que é típica a utilização de taxas de crescimentos decrescentes ao longo dos anos finais da projeção até atingir uma taxa razoável de longo prazo para o ano terminal.

Além disso, as projeções variam de acordo com o setor em que a companhia atua. Dependendo do negócio, podem existir ciclicidades e sazonalidades que devem ser refletidos pela projeção. Independente de que parte do ciclo a projeção se inicie, é crucial que no ano terminal o desempenho financeiro represente um nível normalizado em oposição a um pico ou vale do ciclo.

Uma vez que as projeções de receita são estabelecidas, é essencial a realização de uma verificação contra as taxas históricas de crescimento da companhia assim como contra as estimativas de seus pares e panoramas de mercado/setor. Mesmo utilizando de fontes como consensos de analistas de mercado, as premissas de crescimento devem ser justificáveis, sejam em função de tendências de mercado, mudanças no mix de produtos, mudanças de demanda, aumento de preços, aquisições etc.

De forma a reduzir estas incertezas, e assim atrair mais investidores e permitir preços mais “justos”, o Governo Federal organiza leilões de contratação de energia elétrica no qual são assinados contratos de comercialização por longos períodos, no caso da fonte fotovoltaica os contratos são por 20 anos operacionais, logo, neste caso particular de análise de viabilidade de projeto de energia fotovoltaica, a receita real (sem considerar o efeito inflacionário) é fixa por 20 anos, desde que desempenhe conforme o projeto de engenharia. Assim, não será necessário projetar preços tampouco crescimento de mercado.

b) Deduções de Receita, CPV e Despesas

Para as deduções de receita, custo dos produtos vendidos e despesas gerais, de vendas e administrativas, pode-se utilizar margens históricas como parâmetros de projeção, *i.e.* como percentual da receita. É comum considerar a constância das margens, no entanto, pode-se assumir pequenos crescimentos ou declínios como consequência de tendências do setor.

Neste caso particular, para as estimativas de custos e despesas, este trabalho recorrerá a dados publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, empresa subordinada ao MME, responsável pelo planejamento da expansão do setor energético brasileiro). E, como poderá ser observado nas premissas da EPE, ela utiliza a metodologia aqui descrita, de atribuir percentuais de receita ou valor do investimento como referência de custos e/ou despesas.

c) Depreciação e Amortização (D&A)

Depreciação é um gasto econômico, *i.e.* sem desembolso de caixa, que reduz o valor reportado dos ativos imobilizados ou fixos como propriedades, instalações e equipamentos de acordo com sua vida útil. Amortização é o equivalente da depreciação para ativos intangíveis da companhia.

Em termos de modelagem financeira, pode-se projetar a D&A como percentual da receita ou do investimento, baseando-se em níveis históricos. Outra abordagem é a construção de um cronograma de depreciação considerando uma base existente de ativos imobilizados depreciáveis e de projeções incrementais de valor de investimento.

E, somando-se receitas, custos e despesas, conforme retratado nos itens acima, chega-se ao lucro operacional. Assim como o LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização), por sua vez, é o Lucro Operacional acrescentando-se depreciação e amortização.

d) Investimento

O valor do investimento é o fundo que a companhia utiliza para comprar, aperfeiçoar, expandir ou substituir ativos físicos, tais como prédios, equipamentos, instalações, veículos, entre outros. Ao contrário da D&A, o investimento representa um desembolso de caixa, assim deve ser subtraído para o cálculo do FCL.

O investimento histórico e de projetos comparáveis podem ser bons indicadores para sua estimativa, apesar de ser comum que hajam desvios decorrentes da estratégia, setor ou fase das operações. Para esta análise, o trabalho irá recorrer a dados públicos de projetos em fase de implementação, cujas estimativas de investimento são tornadas públicas quando da realização dos leilões de comercialização de energia.

e) Variação do Capital de Giro Líquido (Δ CGL)

O capital de giro líquido é tipicamente definido como a diferença entre os ativos circulantes e os passivos circulantes, desconsiderando o caixa e as dívidas. Trata-se de um indicador da necessidade de capital da companhia para financiar suas operações no dia-a-dia. Todos os elementos necessários para se determinar o CGL podem ser encontrados no balanço patrimonial.

$$CGL = (Contas a Pagar + Estoque + Impostos a Receber + Outros) \\ - (Contas a Receber + Impostos a Pagar + Outros)$$

Equação 7: Cálculo do Capital de Giro Líquido

O cálculo da variação anual do CGL é importante para o FCF, pois ela representa a fonte ou uso de caixa para a companhia. Uma variação positiva representa uso de caixa e *vice-versa*, o que é típico de empresas em crescimento.

$$\Delta CGL = CGL_n - CGL_{(n-1)}$$

Equação 8: Variação do Capital de Giro Líquido

Onde:

n: Ano mais recente

n-1: Ano anterior

Os componentes do ativo e passivo circulantes da companhia são projetados com base em proporções históricas e mantidos constantes na ausência de orientações sobre eficiência ou declínio das mesmas. As proporções são dias implícitos em que determinada conta demora para realizar as operações, *e.g.* dias implícitos de recebíveis de 30 dias implica que a companhia, em média, recebe pagamentos depois de 30 dias após a venda ser realizada, assim como 60 dias implícitos de estoque implica a permanência de produtos em estoque por 60 dias antes de serem trocados.

$$Dias \text{ implícitos de Recebíveis} = \frac{Contas \text{ a Receber}}{Receita \text{ Líquida}} * 365$$

Equação 9: Dias implícitos de Recebíveis

$$Dias \text{ implícitos de Estoque} = \frac{Estoque}{CPV} * 365$$

Equação 10: Dias implícitos de Estoque

$$Dias \text{ implícitos de Contas a Pagar} = \frac{Contas \text{ a Pagar}}{CPV} * 365$$

Equação 11: Dias implícitos de Contas a Pagar

Ressalta-se que para este caso particular, como a base de dados a ser utilizada é de projetos a serem implementados, em consequência das características do processo licitatório dos leilões de comercialização de energia, a variação do capital de giro a ser considerada no projeto típico de geração de energia solar fotovoltaica abordado neste trabalho será nula.

f) Dívida Líquida

A dívida líquida consiste na diferença entre os novos empréstimos realizados e o valor correspondente dos juros e dos principais da dívida, e o saldo em caixa. Os efeitos na mudança no níveis da dívida devem ser considerados no fluxo de caixa pois o repagamento do principal sobre uma dívida existente representa uma saída de caixa, porém o repagamento da dívida pode ser inteira ou parcialmente financiada a partir de novos empréstimos, o que consiste uma entrada de caixa. Dessa maneira, subtraindo-se do repagamento de uma dívida antiga pelos novos empréstimos fornecem uma medida dos efeitos no fluxo de caixa das mudanças na dívida.

Para este caso particular, serão utilizadas as condições de financiamento apresentadas pela EPE para projetos de energia fotovoltaica, e, por serem projetos a serem implementados após o sucesso na comercialização em leilões, toda a dívida será nova.

Assim, descontando-se os impostos do lucro operacional, subtraindo-se o investimento e a variação no capital de giro líquido, e somando-se a depreciação e amortização e dívida líquida, conforme a Equação 6, é possível calcular o FCL, projetá-lo e descontá-lo pelo custo de capital da companhia. O último passo da metodologia do fluxo de caixa descontado é calcular o Valor Terminal da companhia.

2.3.2. Valor Terminal

O Valor Terminal representa o valor do fluxo de caixa previsto da empresa para além do período de projeção explícito, e conforme Damodaran (2002), é possível calculá-lo de três maneiras. A primeira assume a liquidação dos ativos da empresa no último ano de projeção e estimar quanto se pagaria pelos ativos que a empresa acumulou até esse ponto. A segunda maneira assume um múltiplo de saída para estimar o valor no último ano de projeção. A terceira maneira assume uma taxa de crescimento estável para após os anos de projeção, a taxa de perpetuidade.

O Valor Terminal é calculado como se segue:

$$Valor\ Terminal = \frac{FCL_n * (1 + g)}{(r - g)}$$

Equação 12: Cálculo do Valor Terminal

Onde:

FCL_n : Fluxo de Caixa Livre no período n

g : Taxa de Perpetuidade

r: Taxa do Custo Médio Ponderado do Capital

Para este projeto, conforme indica o relatório da EPE, não há valor terminal do projeto após os 20 anos de fornecimento de energia, pois este período de fluxo de caixa já representa a vida útil das placas fotovoltaicas.

2.3.3. Custo de Capital

Para a manutenção das operações de um negócio, desde o desenvolvimento de novos produtos, construção de novas fábricas, implementação de novos sistemas etc. é constante a necessidade de investimentos. A empresa, por sua vez, deve estimar os valores necessários e decidir se o investimento é adequado. Para tanto, a taxa de retorno do investimento deve superar o valor custo de capital.

Nesse sentido, os investimentos necessários poderiam ser financiados apenas com capital próprio, no entanto é comum que as empresas diversifiquem os tipos de capital para diluir os riscos associados. Podemos classificar os tipos de capital em dois grandes grupos: Dívida, proveniente de empréstimos e emissões de dívidas, e Capital Próprio, proveniente dos acionistas.

Considerando que cada provedor de capital espera um retorno sobre seu investimento, porém, em consequência dos riscos e estruturas distintas aos quais são expostos, os retornos variam para cada situação. Esses retornos, sob o ponto de vista da empresa que recebe o investimento, são os custos de capital.

Assim, para contemplar as distinções, utiliza-se o CMPC (Custo Médio Ponderado do Capital), que é ponderação dos diferentes custos de capital por sua respectiva proporção.

$$CMPC = w_d * (1 - T) * k_d + w_e * k_e$$

Equação 13: Cálculo do CMPC

Onde:

w_d : Peso relativo do componente da dívida

$(1 - T) * k_d$: Componente do custo da dívida após o benefício fiscal

w_e : Peso relativo do componente do capital próprio

k_e : Componente do custo de capital próprio

Segundo Brigham e Ehrhardt (2011), o CMPC também é um fator-chave para a escolha e determinação da estrutura ótima entre dívida e capital próprio para a empresa, pois se considerarmos que não haja dívida, o CMPC seria o custo do capital próprio. No entanto,

em consequência do benefício fiscal pela dedutibilidade de impostos da receita financeira, existe um valor para o qual o CMPC é mínimo e, portanto, maximizando o valor da empresa. É importante destacar também que, à medida que o valor da dívida aumenta além do ponto ótimo, o CMPC tende a aumentar dado o aumento da probabilidade de insolvência, aumentando os retornos exigidos pelos credores de ambos capital próprio e dívida.

a) Custo da Dívida

O custo da dívida (k_d) representa a taxa com a qual a companhia pode pegar empréstimos. No caso de empresas abertas, ele pode ser calculado como sendo a ponderação de todas as taxas a valor de mercado dos instrumentos de dívida adotados pela empresa como títulos e debêntures, *i.e.* a média ponderada dos retornos esperados pelos seus credores; ou a partir de classificação de risco dos títulos para a obtenção de adicionais de custo padrões.

No entanto, companhias fechadas não possuem emissões de dívidas públicas e não possuem classificação de risco, consequentemente, segundo Damodaran (2002), deve-se utilizar uma das seguintes alternativas.

Caso a companhia tenha adquirido um empréstimo recentemente (nas últimas semanas ou meses), é possível utilizar a taxa de juros no empréstimo como custo da dívida. Uma vez que o custo da dívida deve ser corrente, a taxa de juros contábil¹ sobre a dívida emitida no passado geralmente não é uma boa medida do custo da dívida.

Se a companhia estiver sendo mensurada para uma oferta pública inicial, pode-se assumir que o custo da dívida da companhia fechada se moverá em direção ao custo de dívida médio da indústria na qual ela pertence. Essencialmente, assume-se que uma vez tornada pública, ela estruturará sua política de dívida para se assemelhar às companhias comparáveis.

A terceira alternativa consiste no cálculo do índice de cobertura de dívida² da companhia para estimar sua "classificação de risco sintética" e utilizar os adicionais de custo padrões de tais classificações para chegar no custo de dívida. Como as companhias fechadas tendem ser menores e apresentar maiores riscos do que a maioria das companhias abertas, Damodaran (2015) resume a relação entre o índice de cobertura de dívida, classificação de risco e adicionais de custo para companhias não financeiras pequenas com valor de mercado inferior a US\$5 bilhões, utilizando dados de janeiro de 2015:

¹ Taxa de juros contábil = Despesas de juros / Valor contábil da dívida

² Índice de cobertura de dívida = EBIT / Despesas de juros

| Índice de Cobertura de Dívida | Classificação de Risco | Adicional de Custo sobre um Título Livre de Risco (Soberano) |
|----------------------------------|---------------------------|--|
| | | |
| 12,5 ≤ 100000 | AAA | 0,40% |
| 9,5 ≤ 12,499999 | AA | 0,70% |
| 7,5 ≤ 9,499999 | A+ | 0,90% |
| 6 ≤ 7,499999 | A | 1,00% |
| 4,5 ≤ 5,999999 | A- | 0,20% |
| 4 ≤ 4,499999 | BBB | 1,75% |
| 3,5 ≤ 3,999999 | BB+ | 2,75% |
| 3 ≤ 3,499999 | BB | 3,25% |
| 2,5 ≤ 2,999999 | B+ | 4,00% |
| 2 ≤ 2,499999 | B | 5,00% |
| 1,5 ≤ 1,999999 | B- | 6,00% |
| 1,25 ≤ 1,499999 | CCC | 7,00% |
| 0,8 ≤ 1,249999 | CC | 8,00% |
| 0,5 ≤ 0,799999 | C | 10,00% |
| - 100000 ≤ 0,499999 | D | 12,00% |

Tabela 1: Relação entre Índice de Cobertura de Dívida, Classificação de Risco e Adicional de Custo
Fonte: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm

Após a determinação do índice de cobertura de dívida da companhia e sua classificação de risco sintético, soma-se ao adicional de custo correspondente o valor da taxa de retorno livre de risco para estimar o custo da dívida.

Esta terceira alternativa pode subestimar o custo da dívida se bancos cobrarem maiores taxas para companhias fechadas do que para outras abertas similares. Nesse caso, acrescenta-se um adicional de custo que reflita essa diferença, se a avaliação financeira for para uma transação fechada, mas não se for para uma transação aberta ou oferta pública inicial.

Além disso, o custo da dívida deve ser deduzido do benefício fiscal, uma vez que os juros ou sua receita financeira são dedutíveis do imposto de renda. Assim, o custo da dívida é reduzido em função da alíquota fiscal utilizada.

Neste caso particular, a estimativa do custo da dívida não será necessária vez que será calculado o fluxo de caixa livre para o acionista e será aplicado as condições apresentadas

pela EPE para o financiamento de projetos de energia fotovoltaica que comercializam energia nos leilões regulados pelo governo.

b) Custo do Capital Próprio

Para Copeland et al. (2002), o custo do capital próprio é o de mais difícil estimativa, uma vez que não pode ser diretamente observado no mercado. Trata-se do retorno esperado pelos investidores em seus investimentos de capital.

O método recomendado pelos autores e que será utilizado neste trabalho é o modelo de precificação de bens de capital (MPBC). Este modelo postula que o custo de oportunidade do capital próprio seja igual ao retorno sobre os títulos livres de risco, mais o risco sistêmico da empresa multiplicado pelo preço de mercado do risco (ou o prêmio pelo risco), além do risco país de um investidor norte-americano que aplica no país e o risco pelo tamanho da companhia:

$$k_e = r_f + \beta_l * (r_m - r_f) + r_{BR} + r_T$$

Equação 14: Cálculo do Custo do Capital Próprio (k_e)

Onde:

r_f : Taxa de retorno livre de risco

β_l : Risco sistêmico do capital próprio, alavancado pela estrutura de capital da firma

r_m : Taxa de retorno prevista para o portfólio do mercado como um todo

$r_m - r_f$: Prêmio pelo risco de mercado

r_{BR} : Risco país

r_T : Risco pelo tamanho

i) Taxa de Retorno Livre de Risco (r_f)

Segundo Copeland et al. (2002), a taxa livre de risco é, hipoteticamente, o retorno sobre um título ou uma carteira de títulos livres de qualquer risco de inadimplência e totalmente desligado de qualquer outro item encontrado na economia.

Para fins práticos, os autores explicitam três alternativas (durações) razoáveis que empregam títulos do governo para estimar essa taxa: títulos de curto prazo (mensal), títulos de 10 anos e títulos de 30 anos.

A taxa dos títulos de 10 anos é a mais recomendada pelos autores à primeira alternativa dado que se trata de uma taxa de longo prazo, que geralmente se aproxima da duração dos fluxos de caixa da empresa alvo da avaliação. As de curto prazo não se

equipararia bem ao período considerado. Além disso, seu preço é menos sensível a mudanças imprevistas da taxa de inflação do que dos títulos de 30 anos.

Já Rosembaum e Pearl (2009), apesar de reconhecer que se utilizam de diferentes opções de período e interpolações dos mesmos, argumentam que deve ser utilizado um instrumento de maior duração possível para acompanhar a vida esperada da companhia.

ii) Prêmio pelo Risco de Mercado ($r_m - r_f$)

O prêmio pelo risco de mercado pode ser definido com a diferença entre a taxa prevista de retorno sobre o portfólio do mercado e a taxa livre de risco. Copeland, Koller e Murrin (2002) explicam que seu cálculo pode se basear em dados históricos ou em estimativas futuras. A discussão teórica sobre qual abordagem é a mais apropriada, não está no escopo deste trabalho.

iii) Beta (β_i)

O beta é definido como a razão entre a covariância entre os retornos da ação estudada e do mercado como um todo e a variância do mercado.

$$\beta = \frac{\text{cov}(r_m, r_i)}{\sigma_m^2}$$

Equação 15: Cálculo do beta (β)

Onde:

r_m : Taxa de retorno prevista para o portfólio do mercado como um todo

r_i : Taxa de retorno de uma ação alvo

σ_m^2 : Variância do portfólio do mercado como um todo

No caso brasileiro, pode-se considerar o Ibovespa como portfólio que considera o mercado como um todo. Assim, se for considerado que o Ibovespa possui um beta de 1, uma ação que possui beta igual a 1 deverá ter um retorno esperado igual ao do mercado. Da mesma forma, se uma ação possui beta menor que 1, ela possui risco sistêmico menor que o do mercado e *vice-versa*.

Se a companhia alvo da análise for aberta, pode-se encontrar o beta histórico através de bases de informações financeiras como a Bloomberg ou Thomson Reuters³.

³ Bloomberg é uma provedora global de notícias financeiras e informações incluindo dados de preços históricos e em tempo real, dados financeiros e cobertura de analistas. Thomson Reuters é uma provedora global de informações e de profissionais em serviços financeiros, mídia e mercados capitais.

Em termos práticos, no entanto, Brigham e Ehrhardt (2011) apresentam algumas considerações acerca da utilização do beta histórico. Inicialmente, o beta é sensível ao período e frequência considerados, *e.g.* é possível calcular os retornos de uma companhia utilizando períodos diários, semanais ou mensais; e além disso, o número de anos utilizados para o cálculo também influenciará o beta resultante. Os autores reconhecem que não existe uma orientação teórica sobre um período correto para mensuração, apesar de que na prática, seja comum a utilização de um período entre 3 a 5 anos de retornos mensais ou 1 a 2 anos de retornos semanais, betas calculados de maneiras distintas serão diferentes e não se pode saber ao certo qual é o mais correto.

Finalmente, o beta de uma companhia é fortemente dependente de sua estrutura de capital de maneira que, para a realização do cálculo de CMPC de uma companhia de capital fechado ou uma análise do impacto das diferentes estruturas de capital de um ativo no custo de capital ou no próprio CMPC, utiliza-se a desalavancagem de betas comparáveis à companhia alvo da análise, assim removendo os efeitos das estruturas de capital.

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{(1 + \frac{D}{E} * (1 - T))}$$

Equação 16: Desalavancagem do beta

Onde:

β_l : Beta alavancado

D/E : Proporção Dívida-Capital Próprio

T : Taxa de impostos

A partir dos betas desalavancados, é possível encontrar uma média do conjunto escolhido e realavancá-lo com uma estrutura alvo de capital.

$$\beta_l = \beta_u * (1 + \frac{D}{E} * (1 - T))$$

Equação 17: Realavancagem do beta

Onde:

D/E : Proporção alvo da estrutura de capital

c) Estrutura de Capital

A estrutura de capital trata-se do mix entre a dívida e o capital próprio de uma companhia, e pode ser definido como a razão entre a dívida líquida (total do endividamento livre dos equivalentes de caixa) pelo valor de mercado.

Neste trabalho, será utilizada o custo de capital próprio apresentado pela EPE e também em Nota Técnica da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), cuja metodologia de cálculo é a mesma apresentada neste capítulo.

3. VISÃO GERAL DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

3.1. Introdução

Neste capítulo será abordado o cenário energético brasileiro a partir do Balanço Energético Nacional de 2015, com dados de 2014, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética, e em seguida serão introduzidas as instituições responsáveis pelo setor para a melhor compreensão do mercado de comercialização de energia no Brasil.

Uma vez apresentadas as instituições, é abordado o tema de energia solar, a caracterização deste recurso, alguns aspectos técnicos, e o potencial nacional de produção.

Finalmente, serão introduzidos os conceitos de leilões de energia assim como seus resultados mais recentes para auxiliar as análises econômico-financeiras.

3.2. Matriz Energética

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2015 (EPE, 2015), publicação anual disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética que fornece dados consolidados da produção, consumo, dependência externa de energia, composição setorial do consumo e oferta energético brasileiro, entre outros; a oferta total de energia no Brasil atingiu 305,6 milhões de tep (toneladas equivalente de petróleo, equivalente a $41,87 \times 10^9$ J) em 2014, o que representa uma taxa de crescimento de 3,1% ante à evolução do PIB nacional de 0,1%, segundo o IBGE. A Tabela 2 resume a oferta interna de energia do Brasil assim como as principais fontes energéticas.

| Fonte | '000 tep | | | Estrutura % | |
|---|----------------|----------------|-------------|---------------|---------------|
| | 2013 | 2014 | Δ% | 2013 | 2014 |
| Não Renováveis | 176,468 | 185,100 | 4,9% | 59,6% | 60,6% |
| Petróleo e Derivados | 116,500 | 120,327 | 3,3% | 39,3% | 39,4% |
| Gás Natural | 37,792 | 41,373 | 9,5% | 12,8% | 13,5% |
| Carvão Mineral e Coque | 16,478 | 17,551 | 6,5% | 5,6% | 5,7% |
| Urânio (U ₂ O ₈) | 4,107 | 4,036 | (1,7%) | 1,4% | 1,3% |
| Outras Não Renováveis | 1,592 | 1,814 | 13,9% | 0,5% | 0,6% |
| Renováveis | 119,833 | 120,489 | 0,5% | 40,4% | 39,4% |
| Hidráulica | 37,093 | 35,019 | (5,6%) | 12,5% | 11,5% |
| Lenha e Carvão Vegetal | 24,580 | 24,728 | 0,6% | 8,3% | 8,1% |
| Derivados de Cana-de-Açúcar | 47,601 | 48,128 | 1,1% | 16,1% | 15,7% |
| Outras Renováveis | 10,559 | 12,613 | 19,5% | 3,6% | 4,1% |
| Total | 296,301 | 305,589 | 3,1% | 100,0% | 100,0% |

Tabela 2: Oferta Interna de Energia no Brasil (2014)

Fonte: EPE 2015

O aumento na oferta total de energia deve-se pelo incremento no uso de fontes não renováveis, principalmente gás natural com um crescimento de 9,5% em relação a 2013. Isto se deveu basicamente à redução na oferta interna de hidroeletricidade com consequente aumento de geração térmica, seja gás natural, carvão mineral ou óleo. De fato, houve um crescimento de 4,9% na energia proveniente de fontes não renováveis e um crescimento de 0,5% de renováveis. Assim, a energia renovável passou a representar 39,4% da Matriz Energética Brasileira.

Outra questão de relevância é a necessidade de energia na execução das atividades nos setores da indústria, comercial, serviços, residencial, público e rural. O gráfico 1 apresenta o perfil de consumo de energia com relação às suas fontes.

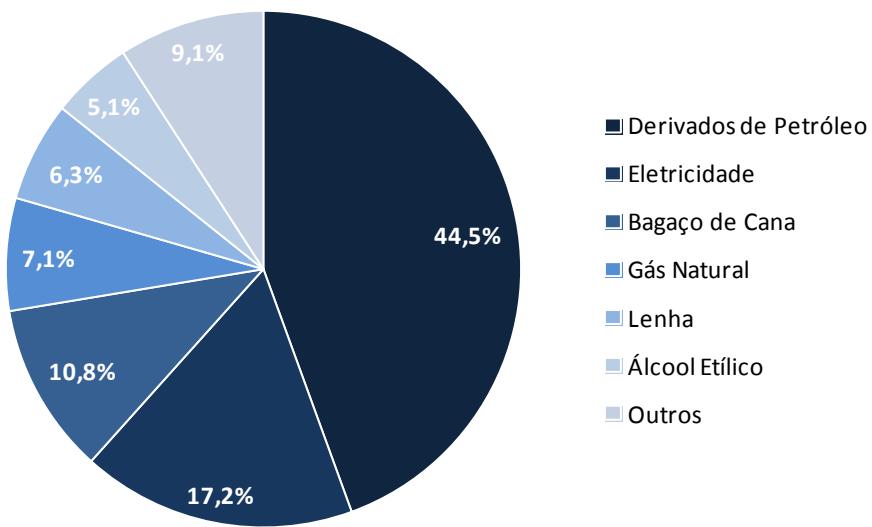


Gráfico 1: Consumo Final de Energia por Fonte (2014)

Fonte: EPE 2015

Verifica-se uma grande dependência de derivados de petróleo (44,5%) e de eletricidade (17,2%) pelos consumidores no Brasil. Dessa maneira, a utilização dessas fontes de energia no consumo são questões técnicas e socio-econômicas que devem ser levados em conta na elaboração de estratégias de políticas econômicas.

Analizando especificamente a energia elétrica, ainda segundo o EPE 2015, o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 65,2% da oferta interna. As fontes renováveis representam 74,6% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável. O gráfico 2⁴ apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2014.

⁴ Os valores da fonte hidráulica incluem importação de eletricidade, biomassa inclui gás de coqueria e carvão e derivados incluem lenha, bagaço de cana, lixivia e outras recuperações.

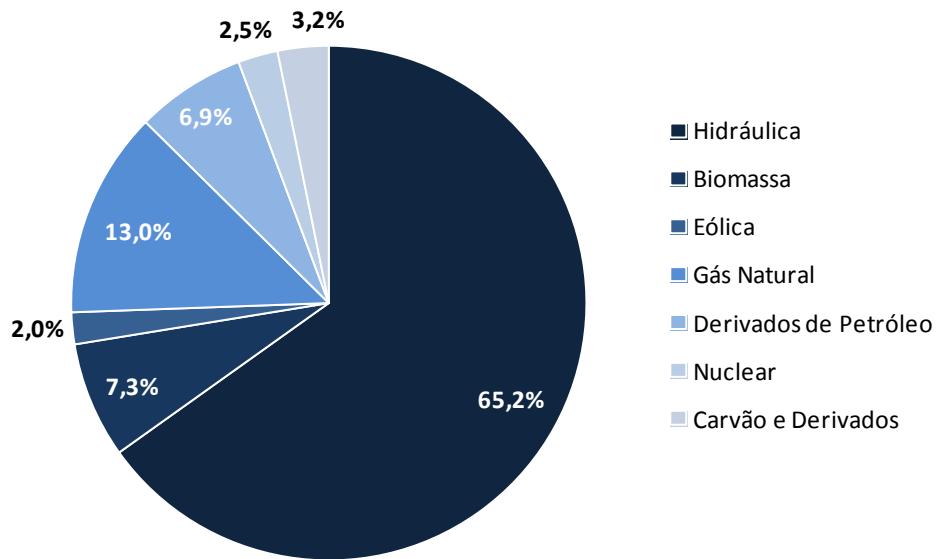


Gráfico 2: Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte

Fonte: EPE 2015

A geração de energia elétrica no Brasil atingiu 590,5 TWh em 2014, resultado 3,4% superior ao de 2013.

A principal fonte de geração de energia elétrica é hidráulica, embora tal fonte tenha apresentado uma redução de 4,5% na comparação com o ano anterior. Destaca-se também um aumento de 85,6% na oferta de energia eólica, passando de 6,6 TWh para 12,2 TWh em 2014.

A geração elétrica a partir de não renováveis representou 26,9% do total nacional, contra 23,3% em 2013. Destaque para a fonte eólica e outras renováveis que apresentaram crescimentos de 85,6% e 83,8%, respectivamente.

Importações líquidas de 33,8 TWh, somadas à geração nacional, asseguraram uma oferta interna de energia elétrica de 624,3 TWh, montante 2,1% superior a 2013. O consumo final foi de 531,1 TWh, um acréscimo de 2,9% em comparação com 2013.

A tabela 3 resume o fluxo da oferta interna de eletricidade no Brasil.

| Fluxo | TWh | | | Estrutura % | |
|---|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|
| | 2013 | 2014 | Δ% | 2013 | 2014 |
| Produção por Fonte | | | | | |
| Renováveis | 438,047 | 431,847 | (1,4%) | 76,7% | 73,1% |
| Hidráulica | 390,992 | 373,439 | (4,5%) | 68,5% | 63,2% |
| Bagaço de Cana | 29,871 | 32,303 | 8,1% | 5,2% | 5,5% |
| Eólica | 6,578 | 12,210 | 85,6% | 1,2% | 2,1% |
| Lixívia | 8,073 | 10,478 | 29,8% | 1,4% | 1,8% |
| Lenha | 1,735 | 1,952 | 12,5% | 0,3% | 0,3% |
| Outras Renováveis | 0,797 | 1,465 | 83,8% | 0,1% | 0,2% |
| Não Renováveis | 132,788 | 158,631 | 19,5% | 23,3% | 26,9% |
| Gás Natural | 69,003 | 81,075 | 17,5% | 12,1% | 13,7% |
| Carvão Vapor | 14,801 | 18,385 | 24,2% | 2,6% | 3,1% |
| Óleo Combustível | 11,113 | 18,255 | 64,3% | 1,9% | 3,1% |
| Urânio Contido no UO ₂ | 15,450 | 15,378 | (0,5%) | 2,7% | 2,6% |
| Óleo Diesel | 10,977 | 13,412 | 22,2% | 1,9% | 2,3% |
| Gás de Coqueria | 1,018 | 1,345 | 32,1% | 0,2% | 0,2% |
| Outras Secundárias | 3,935 | 3,220 | (18,2%) | 0,7% | 0,5% |
| Outras Não Renováveis | 6,492 | 7,560 | 16,5% | 1,1% | 1,3% |
| Produção Total | 570,835 | 590,479 | 3,4% | 100,0% | 100,0% |
| Importação Líquida | 40,334 | 33,775 | (16,3%) | | |
| Importação | 40,334 | 33,778 | (16,3%) | | |
| Exportação | 0,000 | -0,003 | n.a. | | |
| Oferta Interna de Eletricidade | 611,169 | 624,254 | 2,1% | | |
| Variação de Estoques, Perdas e Ajustes | -94,995 | -93,174 | (1,9%) | | |
| Consumo Total | 516,174 | 531,080 | 2,9% | | |

Tabela 3: Oferta Interna de Energia Elétrica
 Fonte: EPE 2015, adaptado pelo autor

Apesar da supremacia de fontes renováveis na matriz de oferta de energia elétrica de 73,1% do total, pode-se verificar um crescimento na produção a partir de fontes não renováveis, como é o caso do gás natural, carvão vapor e óleo combustível, com crescimentos de 17,5%, 24,2% e 64,3%, respectivamente, em relação ao ano anterior. De fato, houve um crescimento no uso de fontes não renováveis de 19,5%. Este crescimento é devido às condições hidrológicas desfavoráveis, que forçou o aumento da geração térmica.

Por outro lado, apesar da redução de 1,4% na produção de energia elétrica através de fontes renováveis, nota-se que esta redução se deveu exclusivamente pela fonte hidráulica, sendo que as outras fontes renováveis apresentaram crescimentos em relação ao ano anterior.

Finalmente, como se pode observar pelas tabelas anteriores, a energia fotovoltaica não é nem contabilizada de forma individual, sendo tratada como “outras renováveis”, porém este quadro tende a mudar no longo prazo, pois desde 2014 o Governo Federal tem promovido leilões de contratação de energia fotovoltaica.

3.3. Recurso Solar

Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (Aneel, 2005), quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos – são formas indiretas de energia solar. Ademais, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico.

O aproveitamento da iluminação natural e do calor para aquecimento de ambientes, denominado aquecimento solar passivo, decorre da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, reduzindo-se, com isso, as necessidades de iluminação e aquecimento. Assim, um melhor aproveitamento da radiação solar pode ser feito com o auxílio de técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção.

O aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito com o uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são mais usados em aplicações residenciais e comerciais (hotéis, restaurantes, clubes, hospitais etc.) para o aquecimento de água (higiene pessoal e lavagem de utensílios e ambientes). Os concentradores solares destinam-se a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor. Neste último caso, pode-se gerar energia mecânica com o auxílio de uma turbina a vapor, e, posteriormente, eletricidade, por meio de um gerador.

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares. É deste último que será tratado a seguir.

Conforme a nota técnica sobre energia solar (EPE, 2012), a radiação solar que atinge a atmosfera terrestre pode ser decomposta, para fins de análise, de diferentes formas.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (GHI), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF) – parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d’água e outros elementos em suspensão na atmosfera - e pela Irradiação Normal Direta (DNI) - parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. Em dias nublados, a principal parcela é a DIF, enquanto que em dias claros prevalece a DNI (EPE, 2012).

A DNI é muito variável ao longo do dia, principalmente em locais com altos índices de nebulosidade. Estudos mostram que, no longo prazo, a irradiação direta é significativamente mais variável que a irradiação global, observando ciclos principais de 11 anos e outros de períodos mais longos. Se, por um lado, 2 a 3 anos de medição local permitem estimar a média de longo termo para a irradiação global com margem de erro de 5%, para a irradiação direta podem ser necessários até mais do que 10 anos de medições para se alcançar essa mesma margem (EPE 2012).

A variação da posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano determina ângulos de inclinação dos painéis solares, em relação ao norte (azimute) e em relação ao plano horizontal, mais adequados para a otimização do aproveitamento solar quando são utilizados painéis fixos, que não acompanham a trajetória diária do Sol.

No hemisfério Sul, os painéis solares devem estar voltados para o norte “verdadeiro” e a inclinação com o plano horizontal pode ser ajustada para maximizar a produção em cada uma das estações do ano ou para maximizar a produção média ao longo do ano. Neste último caso, em geral a inclinação corresponde à ângulos próximos da latitude do local da instalação.

3.4. Potencial Nacional de Energia Solar

Segundo a EPE (2012), entre os trabalhos pioneiros de avaliação consistente do potencial da energia solar no Brasil estão o Atlas de Irradiação Solar do Brasil, de 1998, realizado pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), e o Atlas Solarimétrico do Brasil, de 2000, desenvolvido pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), com apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

(CEPEL) por meio de seu Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Mais recentemente, em 2006, foi publicado o Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido no âmbito do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Para estimativa do potencial de energia solar no Brasil, o Atlas Brasileiro de Energia Solar pode ser considerada a referência mais atual e completa.

Entre os principais resultados apresentados no Atlas estão mapas solarimétricos do país, com resolução espacial de 10 km x 10 km, para o período de 1995 a 2005, apresentando:

- Radiação solar global horizontal – média anual e sazonal;
- Radiação solar no plano inclinado – média anual e sazonal;
- Radiação solar difusa – média anual e sazonal;
- Variabilidade média – anual e sazonal.

De uma forma geral, a irradiação global é relativamente bem distribuída pelas regiões do país. Exceção a todo o litoral leste, do Rio Grande do Sul ao recôncavo baiano, área mais densamente povoada, apresenta os menores índices de irradiação verificados no país.

A produtividade, expressa em Wh/Wp/ano, resulta em um fator de capacidade que é parâmetro básico para análise da competitividade da geração solar fotovoltaica. Depende do índice de irradiação solar, o que significa que é diferente para as diversas regiões do país.

Para efeito dos cálculos desenvolvidos pela EPE (2012) utilizou-se como referência o mapa de irradiação global para o plano inclinado mostrado abaixo, elaborado a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) e no qual são identificados por cores oito diferentes níveis de irradiação, conforme ilustra a figura 1.

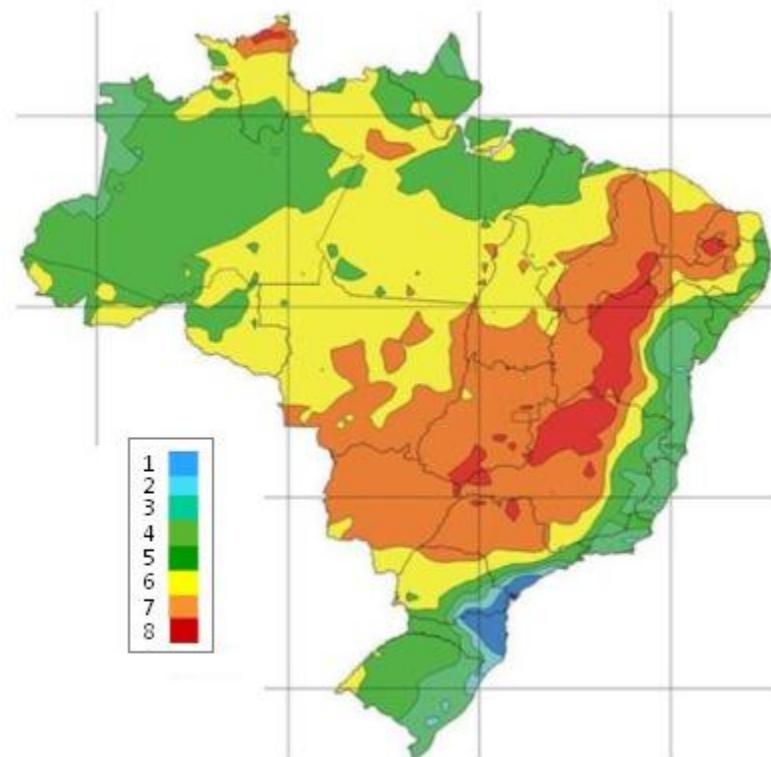


Figura 1: Irradiação solar do Brasil para o plano inclinado
 Fonte: EPE (2012)

Como pode ser visto pela figura 1, a região Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas. Os valores máximos de irradiação solar no país são observados na região central do estado da Bahia ($6,5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$), incluindo parcialmente o noroeste de Minas Gerais. Há, durante todo o ano, condições climáticas que conferem um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa região semiárida.

A região Sul é a que mostra os menores valores de irradiação global média no Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina ($4,25 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$), litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo.

Além disso, apresenta também a maior variabilidade média anual. As características de clima temperado e a influência de massas de ar polares contribuem para o aumento da nebulosidade nessa região, principalmente durante os meses de inverno.

A irradiação média anual varia entre 1.200 e $2.400 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam

intervalos entre 900 e 1.250kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850kWh/m²/ano na Espanha (EPE, 2012).

De acordo com o mapa considerado (figura 1), as áreas de maior irradiação solar são as áreas 5 a 8, nas quais a produtividade média varia entre 1.260 e 1.420Wh/Wp/ano, o que significa um fator de capacidade médio entre 14,4 e 16,2%.

| Área | Produtividade média | Fator de Capacidade |
|------|---------------------|---------------------|
| | (Wh/Wp/ano) | Médio* |
| #5 | 1.260 | 14,4% |
| #6 | 1.320 | 15,1% |
| #7 | 1.370 | 15,6% |
| #8 | 1.420 | 16,2% |

Tabela 4: Produtividade média específica da geração fotovoltaica em áreas selecionadas do território brasileiro

Fonte: EPE (2012)

* Tomando como referência 8.760 horas por ano

Para instalações centralizadas de maior porte, instaladas no solo, para as quais é possível selecionar locais mais favoráveis de irradiação solar, adotou-se um valor superior de produtividade média, correspondente a um fator de capacidade de 18,0%, conforme utilizado na Nota Técnica da EPE (2012).

3.5. Fator de Capacidade e Potência

Conforme a Nota Técnica da EPE sobre o 6º Leilão de Energia de Reserva⁵ (EPE, 2014), o fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão, em determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva da planta⁶ em MWmed (MWh por ano / 8760 horas do ano) e o que seria produzido se ela operasse continuamente em sua capacidade nominal, em MW. Ele pode ter como referência as Potências CA (Corrente Alternada), CC (Corrente Contínua) e Habilitada.

Considerando um período de um ano, a equação do cálculo do Fator de Capacidade é dada como se segue.

⁵ Os itens 3.7 e 3.8 descrevem o mecanismo de leilões de contratação de energia elétrica, entre eles o de Energia de Reserva.

⁶ Em conformidade com a Portaria MME nº 258/2008, no caso de empreendimentos fotovoltaicos, utiliza-se a garantia física do empreendimento como expectativa de geração de energia. (EPE, 2014)

$$Fator\ de\ Capacidade = \frac{Geração\ Anual\ Média\ de\ Energia\ [MWh/ano]}{Potência\ Média\ [MW] * 365\ [dias] * 24\ [horas]}$$

Equação 18: Fator de Capacidade

Conforme EPE 2014, a potência instalada de um empreendimento fotovoltaico é o somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras da usina. Por sua vez, unidade geradora é definida como:

Entende-se como Unidade Geradora da Central Geradora Fotovoltaica o arranjo de módulos fotovoltaicos associados a um equipamento condicionador de potência – inversor ou conversor –, de modo que o número de unidades geradoras da central seja igual ao número de condicionadores de potência que nela operarão (Aneel, Edital do 6º LER, 2014, p. 26).

Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua (CC), com sua capacidade nominal definida a partir da potência que o equipamento pode fornecer numa determinada condição padrão (radiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5, temperatura de 25°C), sendo expressa em W_p (Watt-pico). Por outro lado, a energia elétrica é entregue aos consumidores em corrente alternada (CA). Dessa forma, torna-se necessário converter a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos, de CC para CA, por meio de inversores de frequência, cuja capacidade é expressa em W (Watt).

Considerando que cada unidade geradora é formada por um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados a um inversor, a potência instalada dessa unidade é o ao menor valor entre a potência CA do inversor e a soma das potências CC dos módulos fotovoltaicos associados.

Além disso, segundo a EPE 2014, para fins de Habilitação Técnica, a chamada Potência Habilitada pela EPE corresponde à soma das potências das unidades geradoras do empreendimento, podendo esta diferir das potências CA (soma das potências de todos os inversores) e CC (soma das potências de todos os módulos), dependendo dos arranjos projetados entre outros fatores técnicos. Na maioria dos casos a Potência Habilitada coincide com a Potência CA.

O processo de análise e habilitação técnica abrange diversos aspectos do projeto e documentação recebida pela EPE no ato do cadastramento, com o objetivo de selecionar aqueles que demonstram, basicamente, sua viabilidade técnica e capacidade de entregar o montante de energia a ser contratado nos prazos contratuais.

Como as Potências CA e Habilitada usualmente são inferiores à Potência CC, o fator de capacidade da planta referenciado às primeiras normalmente é mais elevado do que quando referenciado à Potência CC.

Tendo como referência a Potência Habilitada, observam-se, entre os empreendimentos vencedores do 6º Leilão de Energia de Reserva (LER), fatores de capacidade na faixa entre 18,0% e 28,0% (CCEE, 2014). Por outro lado, tomando como referência a Potência CC das plantas, observam-se fatores de capacidade na faixa entre 17,3% e 22,6% (CCEE, 2014).

3.6. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Para o melhor entendimento sobre o funcionamento do setor elétrico brasileiro, serão apresentadas as principais instituições responsáveis pelo setor.

3.6.1. Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

A Aneel foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e teve sua constituição normatizada pelo Decreto nº 2.335/97, tendo as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A Aneel também é responsável por zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Além disso, as alterações promovidas em 2004 pelo atual modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da Aneel, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional⁷ (SIN). Desde então, a Aneel tem delegado a operacionalização desses leilões à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

3.6.2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Constituída em 2004 como associação civil sem fins lucrativos, a CCEE sucede a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – Asmae (1999) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (2000). A CCEE atua como instituição responsável por oferecer uma estrutura que envolve aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos para o bom funcionamento do segmento de comercialização de energia elétrica e viabilizar as operações de compra e venda de energia em todo o Sistema Interligado Nacional.

⁷ Trata-se do sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN.

A CCEE reúne empresas de geração, distribuidoras, comercializadoras, além de consumidores livres de todo o país.

A CCEE atua desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo. Também promove os leilões de energia, sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Entre as principais atribuições da instituição, incluem-se (CCEE, 2015):

- Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL)⁸;
- Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
- Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da Aneel;
- Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões. Em alguns destes leilões, ela atua também como compradora da energia;
- Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;
- Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

3.6.3. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O CMSE é um órgão sob coordenação direta do Ministério de Minas e Energia (MME), criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas principais atribuições incluem: acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e

⁸ Vide item 3.7 Leilões de Energia

expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

3.6.4. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso.

O CNPE é também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos – como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear –, e por estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural.

3.6.5. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847/2004, e teve sua criação regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004. A Empresa é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Em dezembro de 2010, a EPE firmou com a CCEE um acordo de cooperação técnico-operacional, com o objetivo de formalizar, em nível institucional, procedimentos para o fluxo de informações sobre os leilões e os contratos de compra e venda de energia e de dados de mercado.

Além disso, como responsável pelo planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro, a EPE acaba sendo responsável pela definição de leilões e de quais fontes poderão comercializar energia.

3.6.6. Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética.

O MME é também responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

3.6.7. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o ONS é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

O ONS tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

3.7. Leilões de Energia

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, empresas de distribuição de energia elétrica⁹ participantes do Sistema Interligado Nacional garantem o atendimento à totalidade de seu mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Desde a instituição do marco regulatório vigente, em 2004, é na prática a única forma permitida às distribuidoras de adquirirem energia elétrica.

Além do ACR, há também o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os geradores e comercializadores, e os consumidores livres (em linhas gerais, consumidores com demanda maior ou igual a 0,5 MW) têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento. Como não há ainda registros de

⁹ Exemplos de empresas distribuidoras: Eletropaulo, Light, Cemig-D, Elektro, CPFL, Ampla, Copel-D.

contratos de comercialização a partir da fonte fotovoltaica no ACL, este ambiente não será tratado neste trabalho.

Os leilões de compra de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da Aneel, por sua vez, ocupam papel essencial no ACR. Os compradores (empresas distribuidoras de energia elétrica) e vendedores (empresas geradoras) participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos denominados CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

Os contratos desse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, local de entrega e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes.

O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do ACR, como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

Após a assinatura pelos agentes vendedores e compradores, os CCEARs são registrados pela CCEE, para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira. Existem duas modalidades de CCEAR:

CCEAR por Quantidade: os riscos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

CCEAR por Disponibilidade: os custos decorrentes dos riscos de geração serão assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela Aneel.

3.8. Leilões de Energia de Reserva

Após a identificação de que a soma das garantias físicas (expectativa de geração, homologada pelo MME, que define o montante permitido de comercialização) atribuídas às

usinas geradoras hidrelétricas é maior que a real capacidade de geração, e assim, a fim de assegurar a segurança do suprimento no SIN sem impactar os contratos existentes e suas garantias físicas já definidas, criou-se a modalidade de energia de reserva, que é adicionada à oferta das usinas concedidas e autorizadas.

Esta modalidade de leilão apresenta muitas características dos leilões do ACR: organizada, realizada e regulada pelo Governo Federal (através de seus principais agentes: Aneel, EPE e CCEE), no qual os vendedores são os geradores, tal como nos leilões do ACR, com cláusulas e condições contratuais semelhantes, porém, o comprador da energia é a CCEE, com a energia sendo alocada a todos consumidores, tanto os atendidos pelas distribuidoras como os livres¹⁰.

A regulamentação desta modalidade de contratação foi estabelecida pelo Decreto nº 6.353 de 2008, que estabelece a forma de contabilização e cobrança do encargo desta energia, bem como a forma de contratação.

Desde 2008, a CCEE operacionalizou oito leilões de Energia de Reserva (LER), sendo que o 1º LER foi exclusivo para contratação da fonte biomassa, o 2º e o 5º LER para a fonte eólica, e por fim o 7º LER exclusivo para fonte solar. Ao todo, foram contratados 3.630,8 MW médios de energia de reserva, o que representa um montante financeiro de R\$ 102,7 bilhões (a preços de julho de 2015) (CCEE, 2015).

No 1º Leilão de Energia de Reserva (1ºLER), que marcou o início desta modalidade de contratação, foram negociados dois produtos (apenas para fonte biomassa) com início de suprimentos distintos (2009 e 2010), ambos com prazo de quinze anos, terminando entre 2023 e 2024.

O 2º Leilão de Energia de Reserva (2º LER), primeiro certame voltado exclusivamente para fonte eólica, licitou 71 projetos. Para este certame, a EPE havia habilitado tecnicamente 339 empreendimentos, dos 441 inscritos. O único produto negociado iniciou o suprimento em 2012, com prazo de 20 anos.

No 3º e 4º LER foram abertas negociações para as fontes biomassa, eólica e hidrelétrica, esta última entregue por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Destaca-se que

¹⁰ A energia de reserva é contabilizada e liquida exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE, *i.e.* no segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes

embora ambos tenham negociado volumes semelhantes de energia, o preço médio negociado no 4º LER apresentou expressiva queda em relação ao 3º LER.

O 5º LER voltou a ser um certame exclusivamente para a fonte eólica, com a novidade de considerar a capacidade de escoamento da rede. Nele, foram licitados 66 projetos eólicos, que adicionaram 1.505,2 MW de capacidade ao SIN.

Já o 6º LER, como já mencionado anteriormente, trouxe a novidade da contratação da fonte solar, com um total de 31 empreendimentos dessa fonte e mais 31 empreendimentos de fonte eólica, sendo ao todo contratados 535,3 MW médios.

Finalmente, o 7º LER, que foi um leilão exclusivo para fonte solar, com 382 empreendimentos cadastrados, o que desencadeou em uma grande competitividade, durando mais de sete horas, resultando em grande deságio no preço. Foram contratados 231,5 MW médios, com um total de 30 vendedores.

3.8.1. 6º e 7º Leilões de Energia de Reserva

A CCEE operacionalizou em 31 de outubro de 2014 e em 28 de agosto de 2015, com a coordenação da Aneel, o 6º e o 7º Leilão de Energia de Reserva para o período de suprimento de energia solar de 20 anos, entre 01/10/2017 a 30/09/2037 e entre 01/08/2017 a 30/07/2037, respectivamente.

De acordo com a EPE, foram cadastrados para o primeiro leilão 1.034 empreendimentos de geração de energia elétrica, com capacidade instalada total de 26.297 MW (vide gráfico 3). Dentre os empreendimentos cadastrados, 626 foram projetos eólicos (15.356 MW), 400 de energia solar fotovoltaica (10.790 MW) e 8 termelétricas a biogás e resíduos sólidos urbanos (151 MW). Este foi o primeiro leilão em que a fonte solar participa como um produto exclusivo, ou seja, não compete com projetos de outras fontes. Já no segundo leilão, exclusivamente de energia solar fotovoltaica, 382 empreendimentos de geração de energia elétrica foram cadastrados, com capacidade instalada total de 12.528 MW, sendo a maior concentração novamente no estado da Bahia (vide gráfico 4).

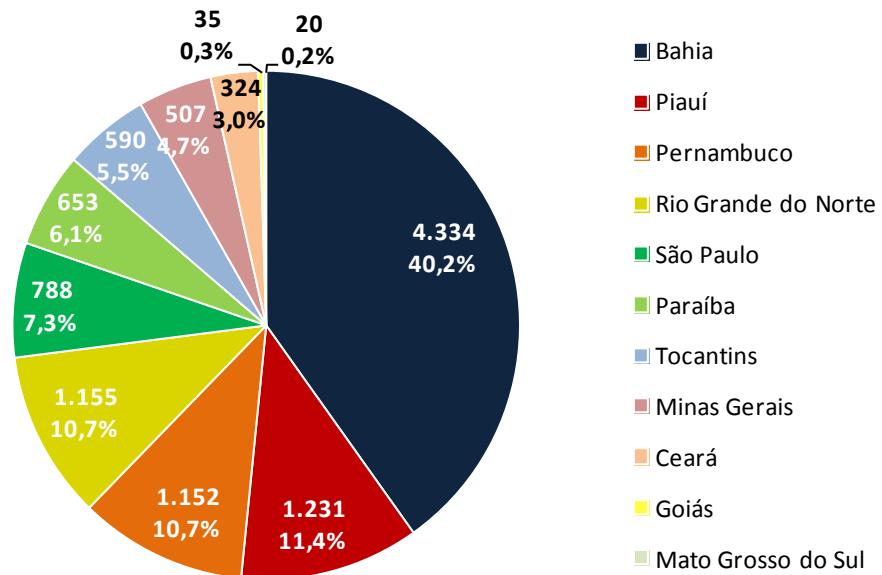


Gráfico 3: Resumo do cadastramento na EPE por estado em 2014 - Potência (MWp) e %
Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014)

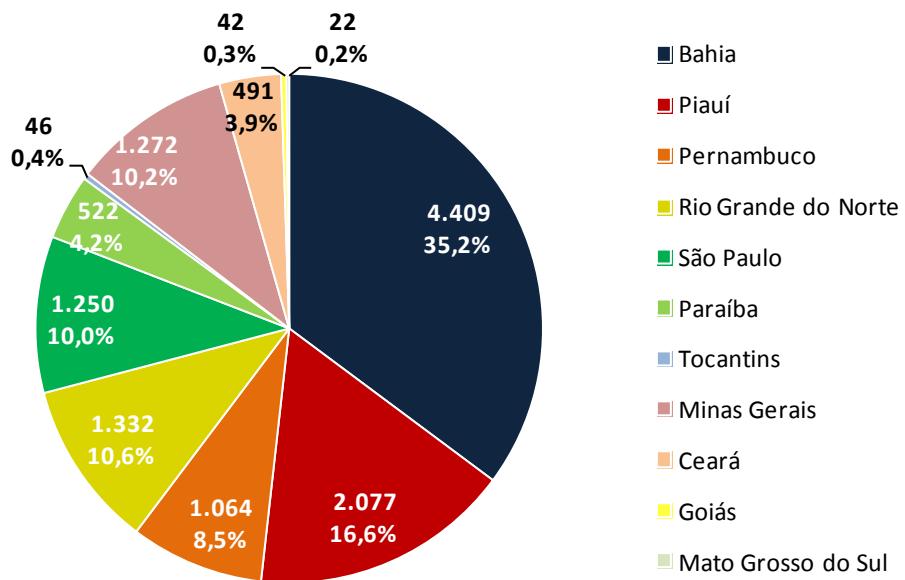


Gráfico 4: Resumo do cadastramento na EPE por estado em 2015 - Potência (MWp) e %
Fonte: InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015)

Deste montante, no 6º LER, 331 empreendimentos foram habilitados tecnicamente pela EPE (projeto habilitado é o cadastrado que atende a todos requisitos de projeto de engenharia, licenciamento ambiental, fundiário e legal), representando 8.871 MW. A Bahia ainda permaneceu com o maior número, 155 ao todo, resultando em 4.198 MW de potência, seguida pelo Piauí, com 45 projetos.

Já no 7º LER, a EPE habilitou tecnicamente 341 dos empreendimentos fotovoltaicos cadastrados, representando 11.261 MW, um volume comparado a grandes projetos hidrelétricos, como a Usina de Belo Monte. Neste leilão, a Bahia permaneceu novamente com o maior número, 125 ao todo, resultando em 3.998 MW de potência, seguida também pelo Piauí, com 61 projetos. A tabela 5 resume esses indicadores dos leilões.

| Setor | Projetos | | | MW | |
|-----------------------------|----------|--------|--------|--------|--------|
| | 6º LER | 7º LER | Δ% | 6º LER | 7º LER |
| Empreendimentos Cadastrados | 400 | 382 | (4,5%) | 10.790 | 12.528 |
| Empreendimentos Habilitados | 331 | 341 | 3,0% | 8.871 | 11.261 |
| % de Habilitação | 83% | 89% | | 82% | 90% |

Tabela 5: Empreendimentos contratados e habilitados

Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014) e InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015); elaborado pelo autor

Com relação a volumes negociados, no 6º LER, o destaque ficou para a histórica contratação de 202,10 MW médios de projetos de energia solar fotovoltaica. A contratação do leilão deverá adicionar 889,660 MW de potência, sendo mais do que 1 GWp de potência corrente contínua¹¹ ao SIN, entre 2017 e 2037.

O 7º LER, por sua vez, negociou 231,15 MW médios, adicionando 833,802 MW de potência, sendo aproximadamente 1 GWp de potência corrente contínua ao SIN, entre 2017 e 2037.

O resultado destes dois leilões é ilustrado no gráfico 5.

¹¹ A potência corrente contínua corresponde à soma das capacidades nominais de todos os painéis fotovoltaicos.

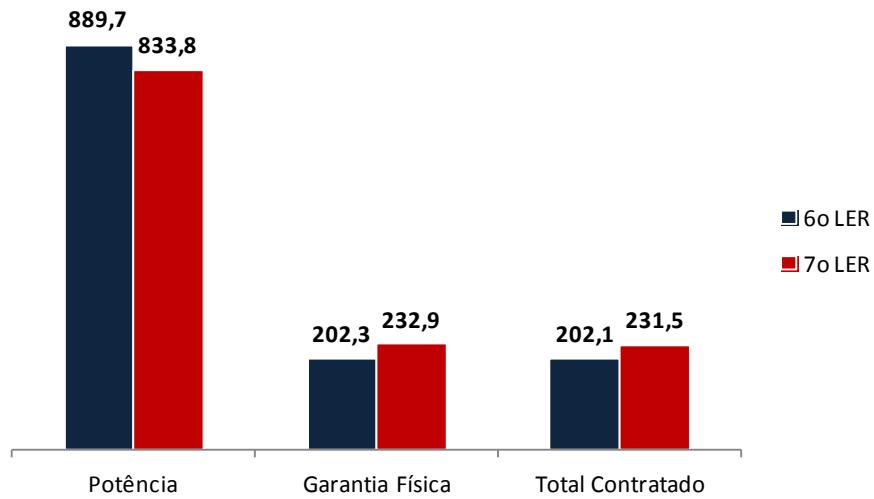


Gráfico 5: Potência (MW), Garantia Física (MWh médio) e Total Contratado (MWh médio)
 Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014) e InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015); elaborado pelo autor

Com relação aos preços, no 6º LER, a fonte solar surpreendeu ao apresentar um deságio de 17,69% em relação ao preço inicial, atingido após 105 rodadas de lances. O preço médio de venda desta fonte foi de R\$ 215,12 por MWh, ante um preço inicial de R\$ 262,00 por MWh, demonstrando que há uma oferta significante de projetos solares competitivos no Brasil.

A competição do 7º LER também foi acirrada, com o total de 87 rodadas uniformes, resultando em um deságio grande, de 13,53%, o que reflete em um melhor preço aos consumidores. Porém, em função de um contexto macroeconômico deteriorado com relação ao leilão anterior, o preço médio de venda foi de R\$ 301,79 por MWh (40% superior ao mesmo leilão de 2014) a partir de um preço inicial de R\$ 349,00 por MWh.

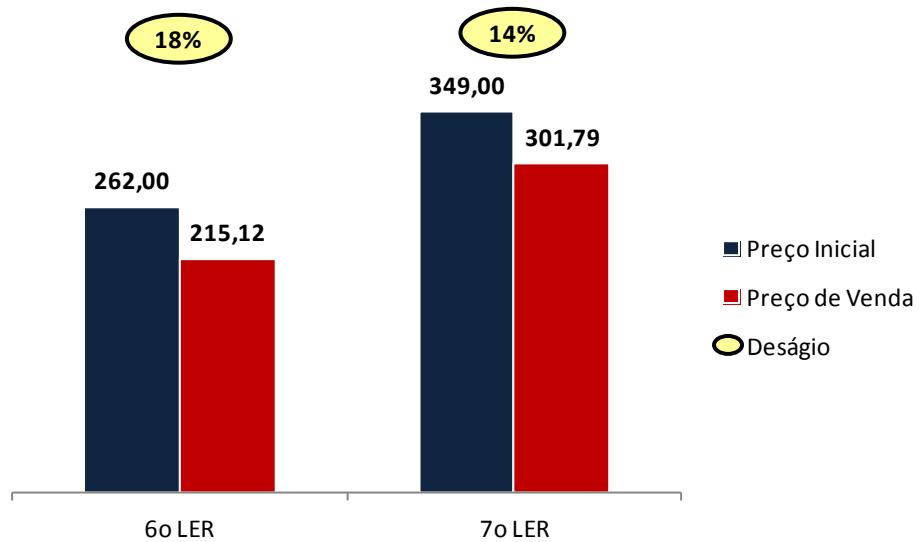


Gráfico 6: Preços Iniciais (R\$/MWh), Preço Médio de Venda (R\$/MWh) e Deságio (%)

Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014) e InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015); elaborado pelo autor

Outro ponto importante foi a diversificação de Estados que participaram dos leilões. Ao todo, sete Estados tiveram contratação no 6º LER: Bahia, Ceará, Paraíba, Rio Grande do Norte, Goiás, Minas Gerais e São Paulo. Já no 7º LER cinco estados Estados tiveram contratação: Bahia, Paraíba, Piauí, Minas Gerais e Tocantins, ambos situados nos submercados Nordeste e Sudeste. A região Nordeste foi consecutivamente predominante, respondendo pela inserção de 678,8 MW de potência ao SIN. O maior investimento ocorrerá no Piauí, com R\$ 1,71 bilhões, quase 40% do valor total. Seguem abaixo os gráficos por Estados para os dois leilões.

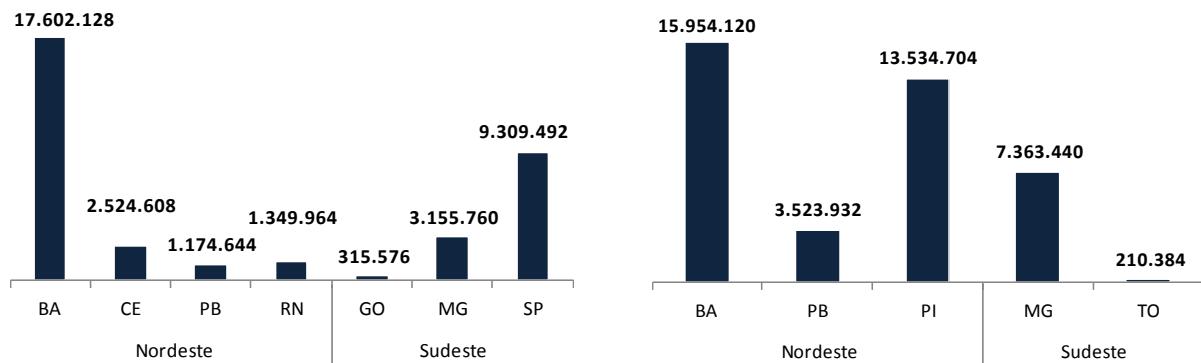


Gráfico 7: Contratação por estado (MWh) - 6º LER (à esquerda) e 7º LER (à direita)

Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014) e InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015); elaborado pelo autor

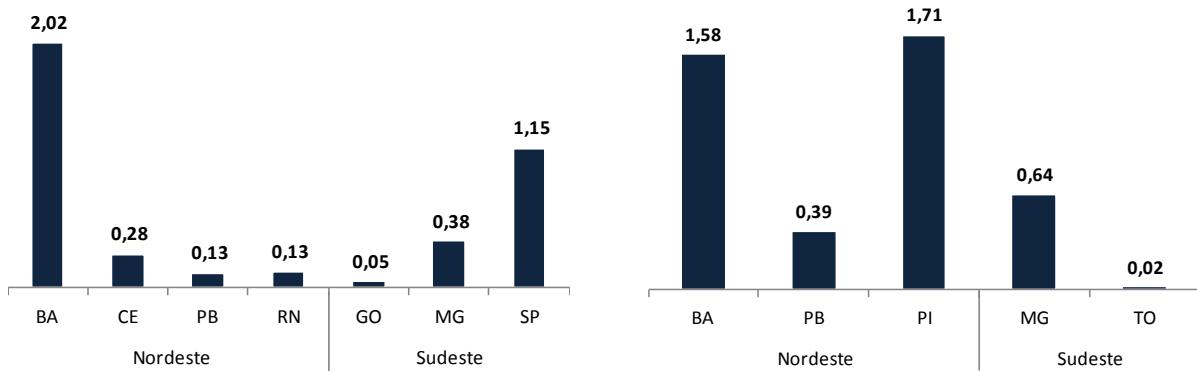


Gráfico 8: Investimento por estado (R\$ bilhões) - 6º LER (à esquerda) e 7º LER (à direita)
 Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014) e InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015); elaborado pelo autor

Por fim, a tabela 6 resume os principais indicadores destes leilões.

| | 6º LER | 7º LER |
|--|------------------|------------------|
| Potência (MWmédio) | 889,660 | 833,802 |
| Garantia Física (MWmédio) | 202,300 | 232,900 |
| Total Contratado (MWmédio) | 202,100 | 231,500 |
| Preço Médio (R\$/MW) | 215,12 | 301,79 |
| Geração Total (MWh) | 35.432.172.000 | 40.586.580.000 |
| Montante (R\$) | 4.144.227.000,00 | 4.341.375.310,00 |
| Invest. Médio por kW (R\$/kW) | 4.658,21 | 5.206,72 |
| Total de Projetos Vencedores | 31 | 30 |
| Potência Média por Projeto (MW) | 28,699 | 27,793 |
| Geração Anual Média por Projeto (MWh) | 57.148.665 | 67.644.300 |
| Geração Diária Média por Projeto (MWh) | 6.524 | 7.722 |
| Fator de Capacidade | 22,7% | 27,8% |

Tabela 6: Síntese dos Resultados
 Fonte: InfoLeilão 6ºLER (CCEE, 2014) e InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015); elaborado pelo autor

Pela leitura da tabela 6 pode-se perceber que, mesmo com projetos mais eficientes (elevação em 5 pontos percentuais do fator de capacidade), o preço de equilíbrio do leilão de 2015 foi 40% superior ao de 2014. Fatores como depreciação da moeda doméstica (que leva a elevação do investimento), e aumento do custo de financiamento são apontados como principais fatores, e, por isso, serão discutidos e analisados no capítulo 5.

4. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

4.1. Premissas

A análise de viabilidade econômico-financeira consistirá no desenvolvimento de um modelo financeiro, que calculará o valor do projeto através do método de fluxo de caixa descontado, conforme apresentado no Capítulo 2. Por meio de dados públicos como premissas do modelo, será calculado o Fluxo de Caixa Livre para o Acionista em cada ano de projeção e descontado a valor presente pelo seu custo de capital. Dessa maneira, verificando-se o valor do projeto e sua taxa interna de retorno.

Algumas das características principais do projeto de referência de geração fotovoltaica (potência, investimento e preço de comercialização), para fins desta análise, foram tomadas com base nos resultados do leilão de energia mais recente, pois incorporam o atual contexto macroeconômico brasileiro. Todos os demais parâmetros utilizados na modelagem foram obtidos a partir da Nota Técnica da EPE (2012).

A tabela abaixo sintetiza as principais premissas utilizadas.

| Premissas | Unidade | Valor | Fonte |
|---|-----------------|------------------------------------|------------|
| Potência, Energia e Parâmetros Financeiros | | | |
| Potência Média | MW | 27,793 | CCEE, 2015 |
| Fator de Capacidade | % | 18,0% | EPE, 2012 |
| Geração Anual Média | MWh/ano | 43.824,6 | EPE, 2012 |
| Degradação da Produção de Energia | % anual | 0,65% | EPE, 2012 |
| Preço Médio | R\$/MW | 301,79 | CCEE, 2015 |
| Investimento Total | R\$/kW | 5.206,72 | CCEE, 2015 |
| Custo de Capital Próprio | % aa, real | 10,0% | EPE, 2012 |
| Despesas Operacionais | | | |
| Operação e Manutenção (O&M) | % invest./ano | 1,0% | EPE, 2012 |
| TUSD (desconto) | % | 80% (10 primeiros anos)/50% (após) | EPE, 2012 |
| Prazo Contratual | anos | 20 | EPE, 2012 |
| Vida Útil do Projeto | anos | 20 | EPE, 2012 |
| Primeiro Ano de Operação | ano | 2017 | EPE, 2012 |
| Seguro Operacional | % invest./ano | 0,3% | EPE, 2012 |
| Depreciação Média dos Componentes | anos | 20 | EPE, 2012 |
| Financiamento | | | |
| Parcela do Investimento Total | % | 69% | EPE, 2012 |
| Taxa de Juros | % aa, real | 4,5% | EPE, 2012 |
| Amortização | anos | 16 | EPE, 2012 |
| Sistema de Amortização | - | SAC | EPE, 2012 |
| Tributos / Encargos | | | |
| PIS + COFINS | % Receita Bruta | 3,65% | EPE, 2012 |
| Impostos de Renda | % Receita Bruta | 2,00% | EPE, 2012 |
| Contribuição Social | % Receita Bruta | 1,08% | EPE, 2012 |
| Regime Tributário | - | Lucro Presumido | EPE, 2012 |

Tabela 7: Resumo das Premissas
Fonte: Adaptado de EPE (2012) e de InfoLeilão 7ºLER (CCEE, 2015)

A partir da leitura da tabela 7, pode-se perceber que o fator de capacidade considerado pela EPE (18%) é bem inferior ao encontrado nos leilões de 2014 (22,7%) e 2015 (27,8%). Essas diferenças serão devidamente tratadas na análise de sensibilidade deste relatório.

Em se tratando do modelo financeiro, as outras premissas que foram adotadas são que foram considerados valores reais, *i.e.* desconsiderando o efeito inflacionário; e que os valores foram trazidos a valor presente para final de 2015.

Em seguida, serão desenvolvidos os cálculos realizados para a obtenção do Fluxo de Caixa Livre para o Acionista e, por conseguinte, o valor e a taxa de retorno do projeto.

4.2. Cálculo da Receita

Inicialmente, a partir da Equação 18 calcula-se a Geração Anual de energia, utilizando-se um Fator de Capacidade de 18%, conforme Nota Técnica da EPE (2012), doravante denominado cenário EPE. Do resultado, aplica-se a taxa de Degradação da Produção de Energia, cumulativa anualmente, de 0,65%, *i.e.* multiplicamos a Geração Anual por 99,35% obtendo a Produção de Energia em MWh.

Assim, a Receita Bruta é calculada multiplicando-se a Produção de Energia pelo seu preço de R\$ 301,79/MWh, conforme o leilão de energia mais recente. Segue abaixo os cálculos para os primeiros três anos (para o fluxo completo vide Anexo C).

| Cálculo da Receita | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>Em R\$ '000, exceto quando indicado</i> | | | | | |
| Geração de Energia | | | | | |
| Geração Anual (MWh) | 43.825 | | | | |
| Taxa de Degradação (%) | 99,35% | | | | |
| Produção de Energia (MWh) | | | | | |
| | 43.540 | 43.257 | 42.976 | | |
| Preço da Energia (R\$/MWh) | 301,79 | | | | |
| Receita Bruta | | | | | |
| | - | - | 13.140 | 13.055 | 12.970 |

Figura 2: Cálculo da Receita
Fonte: Elaborado pelo Autor

Em seguida, aplica-se os tributos de PIS e COFINS de 3,65% sobre a Receita Bruta para obter-se a Receita Líquida, conforme abaixo (para fluxo completo vide Anexo C)

| Impostos Sobre a Receita | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E |
|--|-------|-------|--------|--------|--------|
| <i>Em R\$ '000, exceto quando indicado</i> | | | | | |
| Receita Bruta | - | - | 13.140 | 13.055 | 12.970 |
| (-) PIS + COFINS | | - | 480 | 476 | 473 |
| Receita Líquida | | | | | |
| | - | - | 12.660 | 12.578 | 12.496 |

Figura 3: Impostos Sobre a Receita
Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3. Cálculo dos Custos e Despesas do Projeto

Conforme a Tabela 7 que resume as premissas utilizadas, os três gastos utilizados são: Custos com Operação e Manutenção (O&M), Despesas com Seguro Operacional e o TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

Os gastos com O&M e de Seguro Operacional são operacionais e calculados em função do investimento total do empreendimento. Para tanto, a partir das premissas de múltiplo de investimento (R\$ 5.207/kW) e de Potência Média (27.793 kW), obtém-se o Investimento Total de R\$ 144,7 milhões para o projeto padrão deste relatório. Assim, os gastos operacionais anuais são calculadas como um percentual deste valor.

A TUSD, ou Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, é definida pela Aneel e é tarifada aos consumidores, geradores e distribuidores para a utilização do Sistema Interligado Nacional. Uma vez que o estado da Bahia teve a maior contratação em ambos os leilões, conforme o Gráfico 7, e apresenta uma das maiores irradiações solares do país, conforme Figura 1, foi utilizada a TUSD de referência da distribuidora COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia) no valor de R\$ 11,055/kW/mês¹², o que representa uma despesa anual de R\$ 3,7 milhões. Cabe ressaltar que, este valor recebe um desconto de 80% nos 10 primeiros anos de operação e 50% nos anos seguintes.

A figura 4 apresenta o resumo dos gastos operacionais nos seus três primeiros anos (para o fluxo completo vide Anexo C).

¹² Conforme Resolução Homologatória nº 1.916, de 23 de junho de 2015, da Aneel.

| Gastos do Projeto | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E |
|--|---------|-------|-------|--------------|--------------|
| <i>Em R\$ '000, exceto quando indicado</i> | | | | | |
| Investimento | | | | | |
| Investimento (R\$/kW) | 5.207 | | | | |
| Potência Média (MW) | 27,793 | | | | |
| Investimento Total | 144.713 | | | | |
| Custos | | | | | |
| O&M | 1.447 | | | | |
| % Sobre Investimento | 1,0% | | | | |
| Custos de O&M | - | - | - | 1.447 | 1.447 |
| Despesas | | | | | |
| Seguro Operacional | 434 | | | | |
| % Sobre Investimento | 0,3% | | | | |
| Despesa de Seguro Operacional | - | - | - | 434 | 434 |
| TUSD (R\$/kW/mês) | 11.055 | | | | |
| TUSD Anual | 3.687 | | | | |
| Desconto no TUSD (%) | - | - | - | 80% | 80% |
| Despesa de TUSD | - | - | - | 737 | 737 |
| Gastos Totais | - | - | - | 2.619 | 2.619 |
| | | | | | |

Figura 4: Gastos do Projeto
Fonte: Elaborado pelo Autor

4.4. Depreciação do Investimento

Conforme a Tabela 7, o investimento total de R\$ 144,7 milhões é depreciado em 20 anos, o que representa uma despesa anual de R\$ 7,2 milhões. Abaixo o cronograma de depreciação para os três primeiros anos (para o fluxo completo vide Anexo D).

| Cronograma de Depreciação | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E |
|--|-------|-------|-------|----------------|--------------|
| <i>Em R\$ '000, exceto quando indicado</i> | | | | | |
| Investimento | | | | | |
| Anos de Depreciação | - | - | - | 144.713 | - |
| Taxa de Depreciação | 20 | | | | |
| | 5,0% | | | | |
| Depreciação do Investimento | | | | 7.236 | 7.236 |

Figura 5: Cronograma de Depreciação
Fonte: Elaborado pelo Autor

4.5. Financiamento

Conforme a Tabela 7, verifica-se que 69% do investimento total é financiável, o que representa um empréstimo de R\$ 99,9 milhões para o projeto padrão deste relatório, que será amortizado em 16 anos a uma taxa de juros de 4,5% através de um sistema de amortização constante.

A partir disso, constrói-se o cronograma da dívida e calcula-se o Fluxo de Caixa do Financiamento, sendo esta a soma do aporte financeiro, da parcela de amortização e de seus juros correspondentes. Segue abaixo o seu cálculo para os três primeiros anos (para o fluxo completo vide Anexo D).

| Financiamento | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E |
|--|----------|----------|---------------|-----------------|-----------------|
| <i>Em R\$ '000, exceto quando indicado</i> | | | | | |
| Parcela Financiável do Investimento | 99.852 | | | | |
| Início do Financiamento | 2017 | | | | |
| Taxa de Juros | 4,5% | | | | |
| Prazo (Anos) | 16 | | | | |
| | | | | | |
| Aporte | - | - | 99.852 | - | - |
| Saldo Inicial | - | - | 99.852 | 99.852 | 93.611 |
| (-) Amortização | - | - | - | (6.241) | (6.241) |
| Saldo Final | - | - | 99.852 | 93.611 | 87.370 |
| | | | | | |
| Principal | - | - | 99.852 | (6.241) | (6.241) |
| Juros | - | - | - | (4.212) | (3.932) |
| | | | | | |
| Fluxo de Caixa do Financiamento | - | - | 99.852 | (10.453) | (10.172) |

Figura 6: Financiamento
Fonte: Elaborado pelo Autor

4.6. Fluxo de Caixa Livre

A partir dos cálculos realizados anteriormente, é possível obter o Fluxo de Caixa Livre para o Acionista utilizando a Equação 6. Em seguida, calcula-se o valor presente do mesmo para o ano base de 2015 através da Equação 1 e considerando um Custo de Capital Próprio de 10%, conforme a Tabela 7. Segue abaixo os cálculos para os três primeiros anos (para o fluxo completo vide Anexo E).

| Fluxo de Caixa Livre | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E |
|--|----------|----------|-----------------|----------------|----------------|
| Receita Bruta | - | - | 13.140 | 13.055 | 12.970 |
| (-) PIS + COFINS | - | - | (480) | (476) | (473) |
| (=) Receita Líquida | - | - | 12.660 | 12.578 | 12.496 |
| (-) Gastos do Projeto | - | - | (2.619) | (2.619) | (2.619) |
| (-) O&M | - | - | (1.447) | (1.447) | (1.447) |
| (-) Seguro Operacional | - | - | (434) | (434) | (434) |
| (-) TUSD | - | - | (737) | (737) | (737) |
| (=) LAJIDA | - | - | 10.042 | 9.959 | 9.878 |
| (-) Depreciação | - | - | (7.236) | (7.236) | (7.236) |
| (-) Amortização | - | - | - | (6.241) | (6.241) |
| (-) Juros | - | - | - | (4.212) | (3.932) |
| (=) Lucro Operacional Antes dos Impostos | - | - | 2.806 | (7.729) | (7.530) |
| (-) Imposto de Renda e Contribuição Social | 3,08% | - | - | (405) | (402) |
| (+) Depreciação | - | - | 7.236 | 7.236 | 7.236 |
| (-) Investimento | - | - | (144.713) | - | - |
| (-) Variação no Capital de Giro | - | - | - | - | - |
| (+) Dívida Líquida | - | - | 99.852 | - | - |
| (=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista | - | - | (35.224) | (896) | (694) |
| Período | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Fator de Desconto | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| Valor Presente do FCLA | - | - | (29.111) | (673) | (474) |

Figura 7: Fluxo de Caixa Livre
Fonte: Elaborado pelo Autor

Conforme a Tabela 7, foram considerados os tributos de Imposto de Renda de 25% e de Contribuição Social de 9%, sobre as presunções de lucro de 8% e 12% sobre a receita bruta, respectivamente. A adoção do lucro presumido ao invés do lucro realizado é porque o primeiro é sempre mais favorável que o segundo. No lucro presumido, o total de impostos é 6,73% sobre a receita bruta (0,5% de PIS, 3,0% de COFINS, 2% de IR e 1,08% de CSLL), enquanto que no regime de lucro real apenas as contribuições PIS e COFINS são de 9,25% sobre a receita bruta.

Além disso, conforme foi explicado anteriormente¹³ foi considerada nula a Variação no Capital de Giro.

Conforme a equação 1, o Fator de Desconto refere-se à parcela da equação que multiplica o FCL no período *t*.

Finalmente, obtém-se o valor do projeto e sua taxa interna de retorno (TIR).

¹³ Vide item 2.3.1.e) Variação do Capital de Giro Líquido (Δ CGL)

| Cálculo do Valor do Projeto e do TIR | |
|---|----------------|
| Custo de Capital (Real) | 10,0% |
| Valor Presente dos Fluxos de Caixa | -26.271 |
| TIR | n.s. |

Figura 8: Cálculo do Valor do Projeto e da TIR
Fonte: Elaborado pelo Autor

Dos cálculos realizados, o cenário EPE apresenta uma TIR não significativa e um valor presente negativo para um projeto de geração fotovoltaica típico no Brasil.

5. DISCUSSÃO DE CENÁRIOS E DE RESULTADOS

5.1. Interpretação do Resultado

O resultado obtido no capítulo anterior, *i.e.* uma TIR não significativa, indica que a execução de um projeto fotovoltaico típico não é econômico-financeiramente viável, uma vez que sua taxa de retorno é inferior ao seu custo de capital.

No entanto, alguns fatores são essenciais para se levar em consideração. Inicialmente, o fator de capacidade de 18% utilizado no cenário EPE tem como referência os dados apresentados pelo Governo Federal em Nota Técnica da EPE em 2012, enquanto os valores de mercado, doravante cenário de mercado, que foram praticados durante o 6º e 7º Leilão de Energia de Reserva apresentaram valores entre 18 e 28% e 22 e 30%, com valores médios de 22,7% e 27,8%, respectivamente.

Segundo, o preço da energia considerado é referente ao último leilão realizado, e é passível de alterações devido à inúmeros fatores tanto setoriais quanto governamentais e econômicos. Assim como a taxa de juros e o custo de capital.

Além disso, outro aspecto que deve ser levado em consideração é valor do investimento uma vez que a maioria dos equipamentos são de origem estrangeira e sensíveis à variação do dólar.

Neste capítulo, cada um destes fatores serão analisados para se verificar qual o seu impacto na taxa de retorno.

5.2. Sensibilidade do Fator de Capacidade e do Investimento

No último leilão realizado em agosto deste ano, os fatores de capacidade por projeto apresentaram valores mínimo e máximo de 22,3% e 30,7%, com uma média de 27,8% (vide Anexo B). Dessa maneira, para a análise de sensibilidade da TIR em função do fator de capacidade foi utilizado tais valores como referência. Foi sensibilizado também em função do investimento, para se verificar qual seu impacto numérico na taxa de retorno. Segue abaixo a tabela de sensibilidade com os resultados apresentados.

| Fator de Capacidade | Investimento em R\$/kW | | | | |
|---------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 4.500 | 5.000 | 5.207 | 5.500 | 6.000 |
| 18% | 3,8% | n.s. | n.s. | n.s. | n.s. |
| 20% | 9,3% | 4,3% | 2,6% | 0,4% | n.s. |
| 22% | 14,9% | 9,2% | 7,2% | 4,7% | 1,1% |
| 24% | 21,0% | 14,2% | 11,9% | 9,1% | 5,0% |
| 26% | 27,8% | 19,6% | 16,9% | 13,6% | 9,0% |
| 28% | 34,5% | 24,8% | 21,7% | 17,9% | 12,7% |
| 30% | 44,0% | 31,9% | 28,1% | 23,6% | 17,5% |

Tabela 8: Sensibilidade do Fator de Capacidade e do Investimento

Fonte: Elaborado pelo Autor

n.s.: não significativa

Verifica-se que considerando o fator de capacidade médio apresentado no último leilão de 27,8%, *ceteris paribus*, há um incremento de aproximadamente 20% em relação ao cenário EPE do Governo Federal na taxa interna de retorno, resultando em uma taxa bastante atrativa para um investidor de 21,7%.

Além disso, nota-se que para o fator de capacidade de 22%, próximo à média de 22,7% apresentado no leilão de 2014, a taxa de retorno resulta em 7,2%, o que indica a deterioração no cenário macroeconômico em relação a 2015.

Com relação à sensibilidade em função do investimento em R\$/kW, verifica-se que para o cenário de mercado com fator de capacidade médio, um grande aumento nos valores ainda não é suficiente para tornar o projeto de geração fotovoltaica inviável, apresentando uma taxa de retorno de 12,7% para um investimento de R\$ 6.000,00/kW.

Por outro lado, com o fator de capacidade fornecido pelo Governo Federal no cenário EPE, verifica-se que mesmo com uma grande redução no valor do investimento, o projeto ainda permanece inviável: com um valor muito baixo de R\$ 4.500,00/kW a taxa de retorno apresentada é de 3,8%, inferior ao custo de capital.

5.3. Sensibilidade do Preço da Energia

Para a sensibilidade do TIR em função do preço de venda da energia, foram realizados dois cenários de fator de capacidade: cenário EPE (18%) e cenário de mercado (27,8%).

Considerando um fator de capacidade de 18%, segue abaixo a tabela com os resultados.

| Preço da Energia | Investimento em R\$/kW | | | | |
|------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 4.500 | 5.000 | 5.207 | 5.500 | 6.000 |
| 250 | n.s. | n.s. | n.s. | n.s. | n.s. |
| 275 | n.s. | n.s. | n.s. | n.s. | n.s. |
| 302 | 3,8% | n.s. | n.s. | n.s. | n.s. |
| 325 | 7,6% | 2,8% | 1,2% | n.s. | n.s. |
| 350 | 11,7% | 6,4% | 4,6% | 2,3% | n.s. |
| 375 | 16,0% | 10,1% | 8,0% | 5,5% | 1,8% |
| 381 | 17,1% | 11,0% | 8,9% | 6,3% | 2,5% |

Tabela 9: Sensibilidade do Preço de Energia (FC 18%)

Fonte: Elaborado pelo Autor

n.s.: não significativa

Verifica-se que neste cenário, para que haja uma taxa de retorno que viabilize a execução do projeto é necessário, simultaneamente, um preço de venda acima de R\$ 375,00 por MWh e uma redução no investimento para no mínimo R\$ 5.000,00/kW. Ainda, considerando o preço-teto de R\$ 381,00 para o próximo leilão em 13 de novembro de 2015 conforme o Edital do 2º LER de 2015 (Aneel, 2015), a taxa de retorno de 8,9% não é suficiente para viabilizar o desenvolvimento do projeto.

Por outro lado, considerando um fator de capacidade de 27,8%, conforme a média do último leilão, os resultados abaixo são encontrados.

| Preço da Energia | Investimento em R\$/kW | | | | |
|------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 4.500 | 5.000 | 5.207 | 5.500 | 6.000 |
| 250 | 18,0% | 11,7% | 9,6% | 6,9% | 3,1% |
| 275 | 25,4% | 17,7% | 15,2% | 12,0% | 7,6% |
| 302 | 34,5% | 24,8% | 21,7% | 17,9% | 12,7% |
| 325 | 43,6% | 31,7% | 27,9% | 23,4% | 17,3% |
| 350 | 55,0% | 40,0% | 35,4% | 29,9% | 22,6% |
| 375 | 68,5% | 49,7% | 44,0% | 37,3% | 28,5% |
| 381 | 72,1% | 52,2% | 46,2% | 39,2% | 30,0% |

Tabela 10: Sensibilidade do Preço de Energia (FC 27,8%)

Fonte: Elaborado pelo Autor

Para o cenário de mercado, verifica-se que as taxas de retorno são bastante atrativas mesmo considerando uma grande redução no preço de energia, com 15,2% de retorno para R\$

275,00 por MWh. Ademais, considerando o preço-teto para o próximo leilão, a taxa de retorno é de 46,2%.

Dessa maneira, é possível explicar a presença da acirrada competição nos dois leilões e sua bem sucedida realização, dado que no último leilão o preço médio de venda foi de R\$ 301,79 por MWh a partir de um preço inicial de R\$ 349,00, apresentando um forte deságio de 13,53%.

Em termos de viabilização desta fonte e aumento da demanda, a forte competição da oferta de energia fotovoltaica dirigida pelas altas taxas de retorno dos projetos é bastante positiva pois se reflete em melhores preços para os consumidores.

5.4. Sensibilidade do Preço do Dólar

Neste ano de 2015, o mercado foi surpreendido pelas históricas altas do dólar, atingindo um valor máximo de R\$ 4,24 em setembro. Considerando que grande parte do investimento necessário para a execução do projeto de geração fotovoltaica é composta por equipamentos importados, torna-se fundamental verificar qual é o impacto do aumento do preço do dólar na taxa de retorno.

Para tanto, a taxa de retorno foi sensibilizada em função do preço do dólar e o percentual do investimento que está em moeda estrangeira. Considerando o preço do dólar base de R\$ 3,58, cujo valor é referente ao fechamento em 28 de agosto de 2015, data do último leilão realizado; foi analisado o impacto do aumento no preço do dólar na TIR. Seguem abaixo os resultados para os cenário de mercado.

| Preço do Dólar (R\$) | Parcela do Investimento em US\$ | | | | |
|----------------------|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 10% | 30% | 50% | 70% | 90% |
| 3,58 | 21,7% | 21,7% | 21,7% | 21,7% | 21,7% |
| 3,70 | 21,4% | 20,9% | 20,5% | 20,0% | 19,6% |
| 3,80 | 21,2% | 20,4% | 19,5% | 18,7% | 18,0% |
| 3,90 | 21,0% | 19,8% | 18,6% | 17,5% | 16,5% |
| 4,00 | 20,8% | 19,2% | 17,7% | 16,4% | 15,1% |
| 4,10 | 20,6% | 18,7% | 16,9% | 15,3% | 13,7% |
| 4,20 | 20,4% | 18,1% | 16,1% | 14,2% | 12,5% |
| 4,30 | 20,2% | 17,6% | 15,3% | 13,2% | 11,4% |

Tabela 11: Sensibilidade do Preço do Dólar (FC 27,8%)
Fonte: Elaborado pelo Autor

Pela leitura da tabela 11, as taxas de retorno permanecem econômica-financeiramente viáveis mesmo considerando a situação extrema apresentada, *i.e.* com o preço do dólar a R\$ 4,30 e supondo que 90% do investimento é importado, o projeto apresenta uma taxa de retorno de 11,4%. Isto indica que um aumento no preço do dólar pode diminuir a atratividade de um projeto padrão de geração fotovoltaica, mas não o suficiente para torná-lo inviável.

Além disso, é possível relacionar impacto do aumento do preço do dólar com as tabelas anteriores (Tabelas 8, 9 e 10), uma vez que um aumento de R\$ 0,30 no preço do dólar corresponde a aproximadamente um aumento de R\$ 220,00/kW no valor do investimento, considerando que 50% do investimento seja importado.

5.5. Sensibilidade da Taxa de Juros

Finalmente, para a execução de um projeto deste porte, é preciso considerar que uma parte razoável do investimento está sendo financiado pelo Governo Federal através do BNDES, conforme as premissas do modelo econômico-financeiro, e que apesar da Nota Técnica do EPE de 2012 considerar uma taxa de juros de 4,5% a.a., o site apresenta valores superiores.

Conforme o site do BNDES onde são apresentadas as condições de financiamento específicas para projetos de energia solar, a taxa de juros na operação realizada diretamente com o BNDES é composta por três parcelas: o custo financeiro que tem como referência a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), a remuneração básica do BNDES de 1,2% a.a., e uma taxa de risco de crédito conforme o risco de crédito do cliente (BNDES, 2015).

Segundo o mesmo site, a TJLP tem período de vigência de um trimestre-calendário e apresentou os seguintes valores para 2015: 5,5% no primeiro trimestre, 6% no segundo, 6,5% no terceiro e 7% para o último trimestre (BNDES, 2015). Dessa maneira, obtém-se taxas de juros de 7,7% e 8,2% considerando a remuneração básica do BNDES para o terceiro trimestre, quando se realizou o último leilão, e para o último trimestre, respectivamente.

Considerando o cenário de mercado, os resultados são apresentados abaixo.

| | | |
|---------------|-------------|-------|
| Taxa de Juros | 4,5% | 21,7% |
| | 5,0% | 20,5% |
| | 5,5% | 19,4% |
| | 6,0% | 18,3% |
| | 6,5% | 17,3% |
| | 7,0% | 16,3% |
| | 7,7% | 14,9% |
| | 8,2% | 14,0% |

Tabela 12: Sensibilidade da Taxa de Juros (FC 27,8%)

Fonte: Elaborado pelo Autor

Verifica-se, então, que as taxas de retorno apresentam valores menos atrativas mas ainda econômico-financeiramente viáveis. A uma taxa de juros de 7,7% e de 8,2%, resultam em TIR de 14,9% e de 14,0%, respectivamente.

Desses resultados, é possível perceber a importância do Governo Federal como catalisador do desenvolvimento da fonte fotovoltaica permitindo rentabilidades mais atraentes aos investidores, através de condições de financiamento que permitam maior competitividade desta fonte.

5.6. Considerações Finais

A partir dos resultados das análises realizadas, é possível concluir que os valores utilizados pelo Governo Federal estão desatualizados e mostram um cenário conservador que conflitam com os valores praticados pelo mercado de comercialização de energia fotovoltaica segundo o último leilão.

Segundo os valores de mercado, os projetos de geração centralizada de energia fotovoltaica possuem taxas atrativas aos investidores que se mantêm econômico-financeiramente viáveis mesmo levando em consideração o aumento do preço do dólar e o aumento do valor do investimento, a redução nos preços de venda da energia e as condições mais atualizadas de financiamento do projeto.

Dessa maneira, é possível verificar a competitividade na oferta e o grande deságio nos preços nos leilões, que se reflete em um melhor preço aos consumidores e tende a estimular a sua demanda.

No entanto, é preciso considerar que os valores apresentados nos leilões podem estar refletindo condições nominais dos projetos, ou seja, valores que refletem cenários otimistas e que em realidade são menores, dessa maneira impulsionando as médias dos fatores de capacidade para cima.

Finalmente, considerando o objetivo nacional de sustentabilidade da matriz energética, o fato de que existe retorno econômico-financeiro atrativo aos investidores, utilizando valores de mercado como mostrou este trabalho, é um aspecto positivo e mostra condições favoráveis para o desenvolvimento desta fonte a longo prazo.]

6. CONCLUSÃO

O objetivo inicial deste trabalho era de *realizar a análise de viabilidade de um projeto típico de geração de energia fotovoltaica* para responder à pergunta de pesquisa de que se o *mercado brasileiro de comercialização de energia fotovoltaica permite o retorno adequado aos investidores*. Além de verificar a hipótese de que *os preços praticados nos leilões regulados para projetos centralizados, dada as condições econômicas e do mercado nacional, parecem ser suficientes para o desenvolvimento desta fonte no Brasil e consequente atratividade do capital privado*.

A conclusão que este trabalho apresenta em resposta à pergunta de pesquisa é que considerando o fator de capacidade praticado pelo mercado brasileiro de comercialização de energia fotovoltaica nos leilões de contratação, há um retorno adequado aos investidores, dadas as condições econômicas e do mercado nacional. Também se verificou que os preços praticados nos leilões regulados para os projetos centralizados são suficientes para o desenvolvimento desta fonte no país.

Somado a isso, verificou-se também que fatores econômicos como a alta do preço do dólar perante a moeda doméstica e aumentos nas taxas de juros para o financiamento não são suficientes para tornar o projeto econômico-financeiramente inviável, mas são importantes para que haja uma rentabilidade mais atraente aos investidores e por conseguinte maior competitividade.

Apesar disso, ainda que a fonte solar seja incipiente no país, é notável o gradativo aumento em destaque que ela tem recebido recentemente, principalmente pelos sucessos apresentados nos últimos dois leilões de energia, sob o ponto de vista da contratação. Este sucesso se reflete em deságios dos preços da energia, através da competição entre os investidores, permitindo preços melhores aos consumidores.

O Brasil apresenta características favoráveis para o desenvolvimento desta fonte, apresentando em seu território níveis de irradiação solar significativamente superiores aos países europeus, onde sua utilização é maior, e grandes reservas de matéria prima para a fabricação das células fotovoltaicas.

Dessa maneira, para o desenvolvimento desta fonte no Brasil, cabe principalmente ao Estado, em sua função de planejador, encontrar os meios de incentivar a tecnologia solar para

que esta possa contribuir para o objetivo nacional de desenvolvimento econômico e de sustentabilidade da matriz energética.

Para tanto, dentre os instrumentos disponíveis, encontram-se modelos de contratação, modelos de financiamento, incentivos via desoneração tributária ou mesmo ofertas de tarifas-prêmio para esta tecnologia que permitam oferecer condições mais atrativas para projetos de geração, mas também que permita o desenvolvimento de um mercado interno dos componentes e equipamentos necessários para a sua execução.

Finalmente, este trabalho espera contribuir e incentivar na competitividade e no interesse dos investidores para o desenvolvimento desta fonte renovável e sustentável, uma vez que os resultados obtidos são promissores em termos econômico-financeiros, assim diversificando a matriz energética do Brasil e reduzindo a dependência de fontes não-renováveis e da fonte hídrica, levando em consideração as recentes crises da energia.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de Energia Elétrica no Brasil.* 2. ed. Brasília : ANEEL, 2005.

ANEEL. *Edital do Leilão nº 09/2015.* Leilão de Energia de Reserva – 2º LER de 2015.

ANEEL. *Edital do Leilão nº 08/2014.* Leilão de Energia de Reserva – LER de 2014.

ANEEL. *Resolução Homologatória nº 1.916, 23 de junho de 2015.*

ANEEL. *Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL.* Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica., 29 de janeiro de 2015.

Banco Central do Brasil. *Sistema de Expectativas de Mercado.* Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 12 out. 2015.

BNDES. *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.* Geração renovável e não- renovável em leilões de agosto de 2015. Disponível em: <http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/leilao_energia_agosto_2015.html>. Acesso em: 20 out. 2015.

Bloomberg ® . USDBRL Spot Exchange Rate. Disponível em <<http://www.bloomberg.com/quote/USDBRL:CUR>>. Acesso em 15 out. 2015.

BRIGHAM, Eugene.; EHRHARDT, Michael. *Financial Management: theory and practice.* 13 ed. Ohio: South-Western Cengage Learning, 2011.

BRUNER, Robert F.; PERELLA, Joseph F. *Applied Mergers and Acquisitions.* Boston: Wiley Finance, 2004.

CCEE. *InfoLeilão nº 09.* 6º Leilão de Energia de Reserva. 31 de outubro de 2014.

CCEE. *InfoLeilão nº 15.* 7º Leilão de Energia de Reserva. 28 de agosto de 2015.

COELBA. *Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.* Disponível em: <<http://www.coelba.com.br/Pages/A%20Coelba/quem-somos.aspx>>. Acesso em: 10 out. 2015.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; JACK, Murrin. *Avaliação de Empresas - Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas.* 3 ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2002.

DAMODARAN, Aswath. *Investment Valuation: tools and techniques for determining the value of any asset.* São Paulo: Wiley and Sons, 2002.

DAMODARAN, Aswath. *Ratings, Interest Coverage Ratios and Default Spread.*

Date of Analysis: as of January 2015 Disponível em:

<http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm>. Acesso em 3 de out. 2015.

EPE. *Nota Técnica nº 079/2014-r1.* Estudos para a Expansão da Geração: Leilão de Contratação de Energia de Reserva Metodologia de Contabilização da Produção de Energia de Empreendimentos Fotovoltaicos, 18 de agosto de 2015.

EPE. *Nota Técnica nº 150/2014-r0.* Leilão de Energia de Reserva de 2014: Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral, 21 de novembro de 2014.

EPE. *Nota Técnica EPE.* Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014.* Rio de Janeiro: EPE, 2015.

IBGE. *Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.* Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 20 out. 2015.

MARION, J. C. *Contabilidade Empresarial.* São Paulo: Atlas. 2012.

ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico.* O que é o SIN. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 10 out. 2015.

PEREIRA, Enio B.; MARTINS, Fernando R.; ABREU, Samuel L.; RÜTHER, Ricardo. *Atlas Brasileiro de Energia Solar.* 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

ROSEMBAUM, Joshua; PEARL, Pearl. *Investment Banking*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2009.**YIN, Robert.** *Estudo de Caso: planejamento e métodos*. 4. ed. Porto Alegre: Bookman. 2010. c.2-5.

THYMOS ENERGIA. *6º Leilão de Energia de Reserva*. Disponível em: <<http://www.thymosenergia.com.br/2015/1.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2015.

ANEXO A. RESULTADO DO 6º LER DE 2014

| Empresa Proprietária | Empreendimento | UF | Investimento (R\$) | Potência (MW) | Gar. Física (MWm) | Lotes Contratados | Total (MWh) | Preço de Lance (R\$/MWh) | Preço de Venda (R\$/MWh) |
|----------------------|--------------------|----|-------------------------|----------------|-------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|
| COREMAS I | COREMAS I | PB | 125.372.000,00 | 30,000 | 6,9 | 67 | 1.174.644,000 | 219,78 | 219,78 |
| DRACENAS | DRACENA 1 | SP | 128.320.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 217,75 | 217,75 |
| DRACENAS | DRACENA 2 | SP | 128.320.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 217,75 | 217,75 |
| DRACENAS | DRACENA 3 | SP | 128.265.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 217,75 | 217,75 |
| DRACENAS | DRACENA 4 | SP | 128.320.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 217,75 | 217,75 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 1 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,83 | 214,83 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 2 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,84 | 214,84 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 3 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,85 | 214,85 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 4 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,86 | 214,86 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 5 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,87 | 214,87 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 6 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,88 | 214,88 |
| EGP BONDIA | ITUVERAVA 7 | BA | 156.636.000,00 | 30,000 | 8,4 | 84 | 1.472.688,000 | 214,89 | 214,89 |
| FCR III | FCR III Itapuranga | GO | 52.910.000,00 | 10,000 | 1,8 | 18 | 315.576,000 | 220,00 | 220,00 |
| FRV BANABUIU | FRV BANABUIÚ | CE | 140.050.000,00 | 30,000 | 7,3 | 73 | 1.279.836,000 | 200,84 | 200,84 |
| FRV MASSAPE | FRV Massapê | CE | 139.490.000,00 | 30,000 | 7,1 | 71 | 1.244.772,000 | 200,82 | 200,82 |
| GUAIMBE | GUAIMBE 1 | SP | 127.818.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 215,95 | 215,95 |
| GUAIMBE | GUAIMBE 2 | SP | 127.818.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 215,95 | 215,95 |
| GUAIMBE | GUAIMBE 3 | SP | 127.818.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 220,80 | 220,80 |
| GUAIMBE | GUAIMBE 4 | SP | 127.533.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 220,80 | 220,80 |
| GUAIMBE | GUAIMBE 5 | SP | 127.206.000,00 | 30,000 | 5,9 | 59 | 1.034.388,000 | 220,80 | 220,80 |
| INHARÉ | Inharé I | RN | 133.279.000,00 | 30,000 | 7,7 | 77 | 1.349.964,000 | 218,70 | 218,70 |
| RIO ENERGY EOL IV | SOLAR CAETITÉ 1 | BA | 140.007.000,00 | 29,970 | 6,6 | 66 | 1.157.112,000 | 207,52 | 207,52 |
| RIO ENERGY EOL IV | SOLAR CAETITÉ 2 | BA | 140.007.000,00 | 29,970 | 6,6 | 66 | 1.157.112,000 | 207,52 | 207,52 |
| RIO ENERGY EOL IV | SOLAR CAETITÉ 3 | BA | 140.007.000,00 | 29,970 | 6,6 | 66 | 1.157.112,000 | 207,52 | 207,52 |
| RNV | Caetité I | BA | 148.950.000,00 | 29,750 | 6,5 | 65 | 1.139.580,000 | 220,30 | 220,30 |
| RNV | Caetité II | BA | 148.950.000,00 | 29,750 | 6,5 | 65 | 1.139.580,000 | 220,30 | 220,30 |
| RNV | Caetité IV | BA | 148.950.000,00 | 29,750 | 6,5 | 65 | 1.139.580,000 | 220,30 | 220,30 |
| RNV | Caetité V | BA | 53.425.000,00 | 10,500 | 2,3 | 23 | 403.236,000 | 220,30 | 220,30 |
| SOLATIO | VAZANTE 1 | MG | 128.320.000,00 | 30,000 | 6,0 | 60 | 1.051.920,000 | 216,12 | 216,12 |
| SOLATIO | VAZANTE 2 | MG | 128.320.000,00 | 30,000 | 6,0 | 60 | 1.051.920,000 | 216,12 | 216,12 |
| SOLATIO | VAZANTE 3 | MG | 128.320.000,00 | 30,000 | 6,0 | 60 | 1.051.920,000 | 216,12 | 216,12 |
| Total | | | 4.144.227.000,00 | 889,660 | 202,3 | 2021 | 35.432.172,000 | | |

| Total Geral | |
|--|------------------|
| Potência (MWmédio) | 889,660 |
| Garantia Física (MWmédio) | 202,300 |
| Total Contratado (MWmédio) | 202,100 |
| Preço Médio (R\$/MW) | 215,12 |
| Geração Total (MWh) | 35.432.172,000 |
| Montante (R\$) | 4.144.227.000,00 |
| Invest. Médio por kW (R\$/kW) | 4.658,21 |
| Total de Projetos Vencedores | 31 |
| Potência Média por Projeto (MW) | 28,699 |
| Geração Anual Média por Projeto (MWh) | 57.148,665 |
| Geração Diária Média por Projeto (MWh) | 6,524 |
| Fator de Capacidade | 22,7% |

ANEXO B. RESULTADO DO 7º LER DE 2015

| Consórcio / Empresa | Empreendimento | UF | Investimento (R\$) | Potência (MW) | Potência Final Instalada C.C. (MWp) | Gar. Física (MWm) | Lotes Contratados | Total (MWh) | Preço de Venda (R\$/MWh) | Fator de Capacidade |
|---------------------|----------------------|----|-------------------------|----------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------|
| ANGICO 1 | ANGICO 1 | PB | 121.258.000,00 | 27,000 | 28,782 | 6,700 | 67 | 1.174.644,000 | 296,00 | 24,8% |
| ASSURUA | ASSURUÁ | BA | 126.515.010,00 | 30,000 | 38,160 | 8,800 | 86 | 1.507.752,000 | 298,50 | 28,7% |
| COREMAS II | COREMAS II | PB | 143.042.000,00 | 30,000 | 36,754 | 6,900 | 67 | 1.174.644,000 | 301,88 | 22,3% |
| EDENA | VERDE VALE III | BA | 66.355.000,00 | 15,132 | 17,893 | 3,700 | 37 | 648.684,000 | 302,92 | 24,5% |
| EGP-ALBA | HORIZONTE MP 1 | BA | 156.675.570,00 | 30,000 | 40,484 | 9,200 | 92 | 1.612.944,000 | 301,83 | 30,7% |
| EGP-ALBA | HORIZONTE MP 11 | BA | 112.770.380,00 | 20,000 | 26,989 | 6,100 | 61 | 1.069.452,000 | 301,83 | 30,5% |
| EGP-ALBA | HORIZONTE MP 2 | BA | 156.675.570,00 | 30,000 | 40,484 | 9,200 | 92 | 1.612.944,000 | 301,83 | 30,7% |
| EGP-ALBA | LAPA 2 | BA | 155.200.810,00 | 30,000 | 38,102 | 8,700 | 87 | 1.525.284,000 | 303,83 | 29,0% |
| EGP-ALBA | LAPA 3 | BA | 155.200.810,00 | 30,000 | 38,102 | 8,700 | 87 | 1.525.284,000 | 303,83 | 29,0% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 10 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 11 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 12 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 13 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 14 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 8 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-ALBA | NOVA OLINDA 9 | PI | 208.147.450,00 | 30,000 | 40,484 | 8,800 | 88 | 1.542.816,000 | 302,83 | 29,4% |
| EGP-DESENVOLVIMENTO | BOM JESUS DA LAPA I | BA | 165.600.000,00 | 30,000 | 37,162 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 304,83 | 28,0% |
| EGP-DESENVOLVIMENTO | BOM JESUS DA LAPA II | BA | 165.600.000,00 | 30,000 | 37,162 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 304,83 | 28,0% |
| MALTA | MALTA | PB | 121.258.000,00 | 27,000 | 28,782 | 6,700 | 67 | 1.174.644,000 | 296,00 | 24,8% |
| PIRAPORA | PIRAPORA 10 | MG | 128.168.000,00 | 30,000 | 36,828 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 296,45 | 28,0% |
| PIRAPORA | PIRAPORA 5 | MG | 128.165.000,00 | 30,000 | 36,828 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 302,00 | 28,0% |
| PIRAPORA | PIRAPORA 6 | MG | 128.168.000,00 | 30,000 | 36,828 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 296,45 | 28,0% |
| PIRAPORA | PIRAPORA 7 | MG | 128.168.000,00 | 30,000 | 36,828 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 299,00 | 28,0% |
| PIRAPORA | PIRAPORA 9 | MG | 128.168.000,00 | 30,000 | 36,828 | 8,400 | 84 | 1.472.688,000 | 299,00 | 28,0% |
| SERTAO I | SERTAO 1 | PI | 126.332.000,00 | 30,000 | 35,100 | 7,800 | 78 | 1.367.496,000 | 304,50 | 26,0% |
| SOBRAL I | SOBRAL 1 | PI | 126.515.010,00 | 30,000 | 35,100 | 7,800 | 78 | 1.367.496,000 | 302,50 | 26,0% |
| SOL MAIOR | SOL MAIOR 2 | TO | 20.579.000,00 | 5,000 | 5,772 | 1,200 | 12 | 210.384,000 | 297,00 | 24,0% |
| SUNEDISON RENOVA | SÃO PEDRO II | BA | 122.224.000,00 | 29,835 | 32,910 | 8,000 | 75 | 1.314.900,000 | 305,51 | 25,2% |
| SUNEDISON RENOVA | SÃO PEDRO IV | BA | 122.224.000,00 | 29,835 | 32,910 | 8,000 | 75 | 1.314.900,000 | 305,51 | 25,2% |
| VILA RENOVABEL | BJL 11 | BA | 79.481.000,00 | 20,000 | 25,502 | 5,000 | 50 | 876.600,000 | 303,50 | 25,0% |
| Total | | | 4.341.375.310,00 | 833,802 | 1.043,678 | 232,900 | 2.315 | 40.586.580,000 | | |

| Total Geral | |
|--|------------------|
| Potência (MWmédio) | 833,802 |
| Garantia Física (MWmédio) | 232,900 |
| Total Contratado (MWmédio) | 231,500 |
| Preço Médio (R\$/MW) | 301,79 |
| Geração Total (MWh) | 40.586.580,000 |
| Montante (R\$) | 4.341.375.310,00 |
| Invest. Médio por kW (R\$/kW) | 5.206,72 |
| Total de Projetos Vencedores | 30 |
| Potência Média por Projeto (MW) | 27,793 |
| Geração Anual Média por Projeto (MWh) | 67.644,300 |
| Geração Diária Média por Projeto (MWh) | 7.722 |
| Fator de Capacidade | 27,8% |

ANEXO C. CÁLCULO DA RECEITA, CUSTOS E DESPESAS

ANEXO D. CÁLCULO DA DEPRECIAÇÃO E FINANCIAMENTO

| Conjunto de Depreciação | | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E | 2031E | 2032E | 2033E | 2034E | 2035E | 2036E | |
|---|--|--------|--------|---------|----------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---|
| <i>Em R\$ 000, exceto quando indicado</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investimento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anos de Depreciação | | 20 | - | - | 144.713 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Taxa de Depreciação | | 5,0% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Depreciação do Investimento | | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | | |
| Financiamento | | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E | 2031E | 2032E | 2033E | 2034E | 2035E | 2036E | |
| <i>Em R\$ 000, exceto quando indicado</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parcela Financiável do Investimento | | 99.852 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Início do Financiamento | | 2017 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Taxa de Juros | | 4,5% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Prazo (Anos) | | 16 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Aporte | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Saldo Inicial | | 99.852 | 99.852 | 99.611 | 87.370 | 81.129 | 74.389 | 68.648 | 62.407 | 56.167 | 49.926 | 43.685 | 37.444 | 31.204 | 24.963 | 18.722 | 12.481 | 6.241 | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | |
| (-) Autorização | | - | - | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | |
| Saldo Final | | - | - | 99.852 | 93.611 | 87.370 | 81.129 | 74.389 | 68.648 | 62.407 | 56.167 | 49.926 | 43.685 | 37.444 | 31.204 | 24.963 | 18.722 | 12.481 | 6.241 | (0) | (0) | (0) | (0) | |
| Principal | | - | - | 99.852 | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | |
| Juros | | - | - | (4.212) | (3.932) | (3.651) | (3.370) | (3.089) | (2.808) | (2.527) | (2.247) | (1.966) | (1.685) | (1.404) | (1.123) | (842) | (562) | (281) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fluxo de Caixa do Financiamento | | - | - | 99.852 | (10.453) | (10.172) | (9.892) | (9.611) | (9.330) | (9.049) | (8.768) | (8.487) | (8.207) | (7.926) | (7.645) | (7.364) | (7.083) | (6.802) | (6.522) | (6.241) | 0 | 0 | 0 | 0 |

ANEXO E. CÁLCULO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE

| Fluxo de Caixa Livre | 2015E | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E | 2031E | 2032E | 2033E | 2034E | 2035E | 2036E |
|--|----------|----------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Receita Bruta | - | - | 13.140 | 13.055 | 12.970 | 12.885 | 12.802 | 12.719 | 12.636 | 12.554 | 12.472 | 12.391 | 12.311 | 12.230 | 12.151 | 12.072 | 11.994 | 11.916 | 11.838 | 11.761 | 11.685 | 11.609 |
| (-) PIS + COFINS | - | - | (480) | (476) | (473) | (470) | (467) | (464) | (461) | (458) | (455) | (452) | (449) | (446) | (444) | (441) | (438) | (435) | (432) | (429) | (426) | (424) |
| (=) Receita Líquida | - | - | 12.660 | 12.578 | 12.496 | 12.415 | 12.334 | 12.254 | 12.175 | 12.096 | 12.017 | 11.939 | 11.861 | 11.784 | 11.707 | 11.631 | 11.556 | 11.481 | 11.406 | 11.332 | 11.258 | 11.185 |
| (+) Gastos do Projeto | - | - | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (2.619) | (3.725) | (3.725) | (3.725) | (3.725) | (3.725) | (3.725) | |
| (-) C&M | - | - | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | (1.447) | |
| (-) Seguro Operacional | - | - | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | (434) | |
| (-) TUSD | - | - | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | (737) | |
| (=) LAGIDA | - | - | 10.042 | 9.959 | 9.878 | 9.796 | 9.716 | 9.636 | 9.556 | 9.477 | 9.398 | 9.320 | 8.136 | 8.059 | 7.983 | 7.907 | 7.831 | 7.756 | 7.681 | 7.607 | 7.533 | 7.460 |
| (-) Depreciação | - | - | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | (7.236) | |
| (-) Amortização | - | - | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | (6.241) | |
| (-) Juros | - | - | (4.212) | (3.932) | (3.651) | (3.370) | (3.089) | (2.808) | (2.527) | (2.247) | (1.966) | (1.685) | (1.404) | (1.123) | (842) | (562) | (281) | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| (=) Lucro Operacional Antes dos Impostos | - | - | 2.806 | (7.729) | (7.530) | (7.331) | (7.131) | (6.930) | (6.729) | (6.527) | (6.325) | (6.122) | (7.025) | (6.821) | (6.617) | (6.412) | (6.207) | (6.001) | (5.795) | 371 | 298 | 225 |
| (-) Imposto de Renda e Contribuição Social | 3,08% | - | (405) | (402) | (399) | (397) | (394) | (392) | (389) | (387) | (384) | (382) | (379) | (377) | (374) | (372) | (369) | (367) | (365) | (362) | (360) | (358) |
| (+) Depreciação | - | - | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | 7.236 | |
| (-) Investimento | - | - | (144.713) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| (-) Variação no Capital de Giro | - | - | 99.352 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| (+) Dívida Líquida | - | - | (35.224) | (896) | (694) | (492) | (289) | (86) | 118 | 322 | 527 | 732 | (169) | 38 | 244 | 452 | 659 | 867 | 1.076 | 7.245 | 7.174 | 7.103 |
| (=) Fluxo de Caixa Livre para o Acionista | - | - | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Período | - | - | 0.9 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.1 |
| Fator de Desconto | - | - | 1.0 | 0.9 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.1 |
| Valor Presente do FCLCA | - | - | (29.111) | (673) | (474) | (305) | (163) | (44) | 55 | 137 | 203 | 257 | (54) | 11 | 64 | 108 | 143 | 172 | 194 | 1.185 | 1.066 | 960 |