



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS



LEONARDO ARAUJO CALDAS

**PERSPECTIVAS DA SUBSTITUIÇÃO GRADUAL DE
TERMELÉTRICAS A COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS POR
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

JOÃO PESSOA - PB
2017

PPGER / MESTRADO ACADÊMICO / Nº 27

LEONARDO ARAUJO CALDAS

**PERSPECTIVAS DA SUBSTITUIÇÃO GRADUAL DE
TERMELÉTRICAS A COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS POR
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, área de concentração em Meio Ambiente, Economia e Aproveitamento Energético, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador

Prof. Dr. João Marcelo Dias Ferreira

Coorientador

Prof. Dr. Kleber Carneiro de Oliveira

JOÃO PESSOA - PB

2017

Catálogo na Publicação
Seção de Catalogação e Classificação

C145p Caldas, Leonardo Araujo.
 Perspectivas da substituição gradual de termelétricas a
 combustíveis fósseis por sistemas fotovoltaicos em
 microgeração distribuída / Leonardo Araújo Caldas. - João
 Pessoa, 2017.
 120 f. : il.

Orientador: João Marcelo Dias Ferreira.
Coorientador: Kleber Carneiro de Oliveira
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR/PPGER

1. Energias renováveis. 2. Energia fotovoltaica.
3. Termelétrica. 4. Avaliação do Ciclo de Vida -ACV.
5. Microgeração distribuída. I. Título.

UFPB/BC

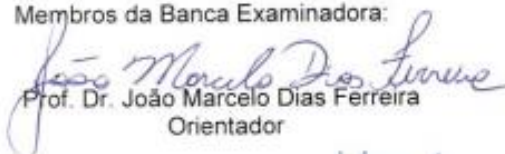
CDU - 620.91(043)

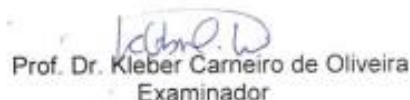
ATA n° 27 da Sessão de Defesa Dissertação do Mestrado Acadêmico do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba.

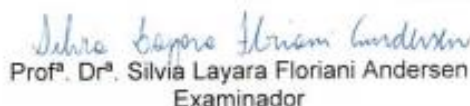
Ao trigésimo primeiro dia do mês de agosto de dois mil e dezessete foi instalada a Banca de Defesa de Dissertação do Mestrado Acadêmico do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, às 09:00h (nove horas) na Sala Multimídia do CCSA, localizado no Centro de Ciências Sociais Aplicadas, a que se submeteu a defesa pública Leonardo Araújo Caldas, matrícula 2015106841, com o título "PERSPECTIVAS DA SUBSTITUIÇÃO GRADUAL DE TERMELÉTRICAS A COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA". A Comissão Examinadora esteve constituída pelos professores: João Marcelo Dias Ferreira (UFPB), Kleber Carneiro de Oliveira (UFPB) e Sílvia Layara Floriani Andersen (UFPB). Concluídos os trabalhos de apresentação e arguição, o candidato foi APROVADO..... pela Comissão Examinadora. E, para constar, foi lavrado a presente ata, assinada pelos membros da Comissão.

Observações: O CANDIDATO DEVE INCORPORAR AS ALTERAÇÕES E SUGESTÕES FEITAS PELA BANCA.

Membros da Banca Examinadora:


Prof. Dr. João Marcelo Dias Ferreira
Orientador


Prof. Dr. Kleber Carneiro de Oliveira
Examinador


Profª. Drª. Sílvia Layara Floriani Andersen
Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais pelo apoio incondicional, pelos conselhos e por sempre terem me dado a oportunidade de ter acesso à educação de qualidade, sem medir esforços para tal.

À minha namorada e companheira de vida Livia, pela paciência, compreensão, força e companheirismo durante todo o mestrado. Sem ela o caminho teria sido muito mais complicado e menos prazeroso.

Ao professor Dr. João Marcelo Dias Ferreira pelas inúmeras horas de ensinamento, pela paciência, por ter me ajudado e aconselhado em todos os problemas que surgiram ao longo do caminho, e por ser além de mentor, um amigo.

Ao professor Dr. Kleber Carneiro de Oliveira pelo suporte prestado durante a realização do trabalho e pelas conversas enriquecedoras.

A todos os colegas e professores do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis que ajudaram durante toda a caminhada. Em especial, Guillermo Rodrigues, que se tornou um grande amigo, Rodolfo França e Maria Izabel Guerra.

À Prof.^a Danielle Delgado do Instituto Federal da Bahia, Prof. Dr. Jonas Alves de Paiva do Departamento de Engenharia de Produção da UFPB, Prof.^a Dr.^a Elisangela Rocha e Prof.^a Dr.^a Claudia Coutinho Nóbrega do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da UFPB pelo auxílio no desenvolvimento do estudo.

RESUMO

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente pelas usinas hidrelétricas e pelas usinas termelétricas a combustíveis fósseis, caracterizando-a como hidrotérmica. Devido à crise hídrica vivenciada a partir de 2012, o governo optou por uma maior participação da energia térmica fóssil na matriz para suprir o déficit de energia hidrelétrica, a fim de evitar um futuro racionamento de energia elétrica. Fato que deixou a energia mais cara para os consumidores e deixou a matriz elétrica brasileira menos renovável, expondo a vulnerabilidade da matriz e comprovando a necessidade de diversificação da mesma. A energia solar fotovoltaica surge como uma potencial solução para complemento dessa matriz de modo a conservá-la majoritariamente renovável. No presente trabalho, foram realizadas análises ambiental e econômico-financeira dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede em microgeração distribuída a fim de comparar com as térmicas fósseis da matriz elétrica brasileira.

A análise ambiental foi realizada através da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) com objetivo de quantificar em $\text{kgCO}_{2\text{eq}}$ as emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas à produção de 1 MWh de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em microgeração distribuída e da térmicas fósseis da matriz elétrica brasileira. A avaliação do ciclo de vida da energia fotovoltaica em microgeração distribuída permitiu identificar que as fases de maiores emissões de GEE são: a fase de produção dos componentes dos módulos fotovoltaicos e a geração da eletricidade demandada para produção dos mesmos. Ambas somadas são responsáveis por 72,75 %, no caso da tecnologia de silício policristalino, e 74,21 % para o silício monocristalino, do total de emissões. Enquanto na geração termelétrica a combustíveis fósseis o maior impacto está na fase de operação das usinas, atingindo 96,97% para o carvão mineral, 96,54% para o lignito, 89,29% para o gás natural em ciclo aberto, 88,65% para o gás natural em ciclo combinado, e 86,65% para o petróleo, do total de emissões de GEE.

A análise econômico-financeira foi realizada utilizando as ferramentas: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* descontado e Custo Nivelado de Energia (LCOE). A análise foi realizada para as 23 capitais brasileiras que fazem parte do Convênio ICMS 16/2015 que permite que o ICMS seja cobrado apenas sobre a energia líquida da unidade consumidora. Foi realizado também o cálculo da paridade tarifária e feita a comparação com custo associado à geração térmica fóssil. Observou-se que o investimento é viável para todos cenários analisados em todas as capitais exceto Boa Vista nos cenários abaixo e igual à inflação projetada. A paridade tarifária já é realidade em 20 capitais analisadas e o *payback* descontado médio das capitais se mostrou atrativo quando comparado à vida útil do projeto.

Palavras-Chave: Viabilidade econômica, Avaliação do Ciclo de Vida, energia fotovoltaica, geração distribuída.

ABSTRACT

The Brazilian electrical matrix is hydrothermal, composed predominantly by hydroelectric plants and fossil fuels thermoelectric plants. Due to the water crisis experienced from 2012, the government opted for a greater participation of the fossil thermal energy in the matrix to supply the deficit of hydropower, in order to avoid a future rationing of electric energy. The energy became more expensive to consumers and Brazilian matrix became less renewable due to this fact, exposing the vulnerability of the matrix and proving the need for diversification. Photovoltaic solar energy appears as a potential solution to complement this matrix in order to conserve it mostly renewable. In the present work, environmental and economic-financial analysis of grid-connected photovoltaic systems in distributed generation were performed in order to compare them with the fossil thermals of the Brazilian electrical matrix.

The environmental analysis was performed through Life Cycle Assessment (LCA) in order to quantify, in kgCO₂eq, greenhouse gases (GHG) emissions associated to the production of 1 MWh of distributed generation photovoltaic systems and compare to fossil thermals of the Brazilian electrical matrix. The assessment of distributed generation photovoltaic systems allowed us to identify that the phases of higher GHG emissions are: production of the components of the photovoltaic modules and generation of electricity demanded to produce them. Together they account for 72.75 %, in the case of polycrystalline silicon technology, and 74.21% for monocrystalline silicon, of total emissions. While in the fossil fuels thermoelectric generation the greatest impact is on the operation phase, accounting for 96.97% for coal, 96.54% for lignite, 89.29% for open cycle natural gas, 88.65% for natural gas in combined cycle, and 86.65% for oil, of GHG total emissions.

The economic-financial analysis was performed using the tools: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Discounted Payback and LCOE. The analysis was performed for the 23 Brazilian capitals that are part of the ICMS Agreement 16/2015 that allows ICMS to be charged only on the net energy of the consumer unit, making the investment more attractive. The grid parity was also calculated and compared with costs associated to fossil thermal generation. It was observed that the investment is feasible for all scenarios analyzed in all capitals except Boa Vista in scenarios below and equal to the projected inflation. Tariff parity is already a reality in 20 capitals analyzed and the average discounted payback for the capitals was attractive, taking into account the life of the project.

Keywords: Economic viability, Life Cycle Assessment, solar photovoltaic, distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Principais GEE e suas emissões.....	17
Figura 2. Geração de eletricidade mundial por fonte 1973-2014.....	18
Figura 3. Emissões globais de CO ₂ por setor em 2014.	19
Figura 4. Comparativo da participação das energias renováveis na matriz elétrica.....	20
Figura 5. Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil no período de 2011 a 2014.	21
Figura 6. Participação dos combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira.....	22
Figura 7. Matriz Elétrica Brasileira	22
Figura 8. Mapa do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT).	25
Figura 9. Projeção do Consumo Total de Eletricidade no Brasil (TWh).	27
Figura 10. Média Mensal da Concentração de Dióxido de Carbono do Observatório Mauna Loa, Havaí.	30
Figura 11. Correlação entre a variação da temperatura média com o aumento da concentração de dióxido de carbono atmosférico.....	31
Figura 12. Comparativo de emissões de CO ₂ por MWh gerado em 2012.....	33
Figura 13. Produção anual global de módulos FV.	36
Figura 14. Tipo de células fotovoltaicas.....	37
Figura 15. Estrutura física de uma junção <i>pn</i> de uma célula fotovoltaica de silício.	38
Figura 16. Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.	39
Figura 17. Esquema de Sistemas de mini e microgeração distribuída.	40
Figura 18. Esquema de um Sistema de UFVs.	40
Figura 19. Irradiação média anual (Julho 1983 – Junho 2005) em plano horizontal (kWh/m ² /dia).....	42
Figura 20. Irradiação média anual global no plano horizontal no Brasil.	42
Figura 21. Número de Conexões de Geração Distribuída por fonte no Brasil.....	43
Figura 22. Potência Instalada total de Sistemas de Geração Distribuída no Brasil.....	44
Figura 23. Tendência no preço dos módulos FV Dezembro 2001- Março 2012	45
Figura 24. Número de conexões de Geração Distribuída entre os anos de 2012 a 2017. ...	46
Figura 25. Novos investimentos globais (em bilhões US\$) em energias renováveis por país/região, 2015.....	47
Figura 26. Novos investimentos globais (em bilhões US\$) em energias renováveis por	

fonte: Países desenvolvidos x Países em desenvolvimento, 2015.....	48
Figura 27. Evolução do potencial instalado fotovoltaico mundial (GW).....	49
Figura 28. Mercado global fotovoltaico em 2015	50
Figura 29. Capacidade instalada fotovoltaica acumulada no final de 2015	50
Figura 30. Histórico de participação dos incentivos utilizados no mundo para energia fotovoltaica	52
Figura 31. Potência instalada de UTE`s convencionais, por região, em 2016.	53
Figura 32. Potência instalada de UTE`s a gás natural, por região, em 2016.....	54
Figura 33. Fluxograma de uma turbina a gás ciclo simples.	55
Figura 34. Diagrama esquemático do ciclo combinado.	55
Figura 35. Configuração <i>topping</i>	56
Figura 36. Configuração <i>bottoming</i>	57
Figura 37. Potência Instalada de UTE`s a derivados de petróleo por região em 2016.....	58
Figura 38 Potência Instalada de UTE`s a carvão mineral e derivados por região em 2016.....	62
Figura 39. Geração distribuída versus geração centralizada.	64
Figura 40. Fases de uma ACV.....	68
Figura 41. Bases de dados do SimaPro®	78
Figura 42. Métodos para avaliação dos impactos.....	79
Figura 43. Processos do SimaPro®	79
Figura 44. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a gás natural ciclo aberto	94
Figura 45. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a gás natural ciclo combinado.....	94
Figura 46. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a carvão mineral do tipo betuminoso/sub-betuminoso	95
Figura 47. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a carvão mineral do tipo lignito	96
Figura 48. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a petróleo e derivados.....	97
Figura 49. Contribuição por processo da geração de eletricidade de sistemas fotovoltaicos de silício policristalino	98
Figura 50. Contribuição por processo da geração de eletricidade de sistemas fotovoltaicos de silício monocristalino.....	98

Figura 51. Emissões de CO ₂ eq/MWh para as diferentes fontes analisadas.....	99
Figura 52. VPL para os cenários analisados.....	103
Figura 53. TIR para os cenários analisados.....	105
Figura 54. <i>Payback</i> descontado para os cenários analisados.....	107
Figura 55. Paridade tarifária das capitais em análise.....	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Matriz de Energia Elétrica Brasileira.	23
Tabela 2. Potencial de geração fotovoltaica em residências	24
Tabela 3. Potencial hidrelétrico brasileiro não explorado por região.....	26
Tabela 4. GWP dos principais GEE.	32
Tabela 5. Brasil: evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso da energia.	35
Tabela 6. Combustíveis fósseis utilizados para geração de eletricidade no Brasil.....	53
Tabela 7. Derivados do petróleo utilizados nas termelétricas.	57
Tabela 8. Usinas termelétricas à carvão mineral operantes no Brasil	60
Tabela 9. Características do carvão nacional.....	61
Tabela 10. Propriedades de alguns carvões internacionais.....	61
Tabela 11. Custos Nivelados para geração termelétrica a combustíveis fósseis	63
Tabela 12. Irradiação solar diária média em plano inclinado.....	71
Tabela 14. Demais custos de um sistema fotovoltaico	82
Tabela 15. Nacionalização dos custos dos módulos e inversores.....	83
Tabela 16. Custo total de um sistema fotovoltaico.....	84
Tabela 17. Dimensionamento do sistema fotovoltaico por capital analisada.....	85
Tabela 18. Investimento inicial de um sistema fotovoltaico para cada capital	86
Tabela 19. Valor das tarifas nas capitais analisadas	88
Tabela 19. Parâmetros adotados para cálculo do custo total do acréscimo	91
Tabela 20. Resumo das emissões de GEE no Ciclo de Vida.....	99
Tabela 21. VPL para os cenários analisados	101
Tabela 22. TIR para os cenários analisados	104
Tabela 23. <i>Payback</i> descontado para os cenários analisados	106
Tabela 24. Paridade tarifária das capitais em análise	108
Tabela 25. Custo da Energia Termelétrica (R\$/MWh) ¹	110

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ACV – Avaliação do Ciclo de Vida

AFBC - *Atmospheric Fluidized Bed Combustion*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BIG – Banco de Informação de Geração

CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

COP – Conference of the Parties

CPF – Cadastro de Pessoa Física

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EVA – *Ethylene-vinyl acetate*

FC – Fator de Capacidade

FCx – Fluxo de Caixa

FGD – *Flue-gas Desulfurization*

FIT – *Feed-In Tariff*

FOB – *Free on Board*

FV - Fotovoltaico

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GWP – *Global Warming Potential*

HLC – *Heterojunction with Intrinsic Layer*

HSP – Horas de sol pleno

IEA - *International Energy Agency*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

IGCC – *Integrated gasification combined cycle*

II – Imposto de Importação

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

kgCO₂eq – Quilogramas de gás carbônico equivalente

kWh – Quilowatt hora

MCI – Motores de Combustão Interna

MME – Ministério de Minas e Energia

MWh – Megawatt hora

NDC – *Nationally Determined Contributions*

O&M – Operação e Manutenção

OECD – *Organization for Economic Co-operation and Development*

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PFBC – *Pressure Fluidized Bed Combustion*

PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

PPA - *Power Purchase Agreement*

PR – *Performance Ratio*

PROGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia ElétricaI

RN – Resolução Normativa

RPS - *Renewable Portfolio Standards*

SFCR – Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede

SIPOT – Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro

STC - *Standard Test Conditions*

TIR – Taxa Interna de Retorno

UFV – Usina Fotovoltaica

UTE – Usinas Termelétricas

VPL – Valor Presente Líquido

WMO – *World Meteorological Organization*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	OBJETIVOS	27
1.1.1	Objetivo Geral	27
1.1.2	Objetivos Específicos	27
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	29
2.1	O Efeito Estufa.....	29
2.1.1	Panorama do Brasil.....	32
2.2	Energia Solar Fotovoltaica.....	35
2.2.1	Panorama da Energia FV no Brasil	40
2.2.2	Panorama da Energia FV no mundo.....	47
2.3	Termelétricas Convencionais da matriz elétrica brasileira	52
2.3.1	Termelétricas a gás natural	53
2.3.2	Termelétricas a derivados de petróleo	57
2.3.3	Termelétricas a carvão mineral e seus derivados	59
2.3.4	Custo da energia térmica	63
2.4	Geração Distribuída	64
2.5	Marcos legais	65
2.6	Avaliação do Ciclo de Vida	67
2.7	Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)	70
2.8	Conceitos de Viabilidade de Projeto.....	73
2.9	Paridade Tarifária	75
2.10	Gasto Extra para Incremento Energético	76
2.11	Custo Total do Acréscimo	77
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	78
3.1	ANÁLISE AMBIENTAL	78

3.2	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA.....	80
3.2.1	Custos dos Componentes.....	81
3.2.2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico conectado à rede (SFCR).....	84
3.2.3	Investimento Inicial	86
3.2.4	Tarifas de Energia Elétrica	87
3.2.5	Fluxo de Caixa do Projeto	89
3.2.6	Viabilidade do Projeto	90
3.2.7	Paridade Tarifária	91
3.2.8	Custo Extra	91
3.2.9	Estimativa da possível potência FV instalada	91
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	93
4.1	Análise Ambiental	93
4.2	Análise Econômico-Financeira.....	100
4.2.1	VPL.....	101
4.2.2	TIR.....	104
4.2.3	<i>Payback</i> Descontado.....	106
4.2.4	Paridade Tarifária	108
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	111
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da indústria moderna, e da sociedade, se deu em virtude à evolução da forma de utilização da energia. A Revolução Industrial iniciada no final do século XVIII introduziu as máquinas térmicas a carvão mineral que substituíram a produção artesanal e manual. Posteriormente, surgiram as máquinas térmicas movidas à derivados de petróleo, consolidando assim a participação dos combustíveis fósseis para geração da energia mundial.

A utilização de combustíveis fósseis como principal fonte primária de energia ao longo de mais de um século aumentou a concentração de dióxido de carbono (CO_2), dióxido de nitrogênio (N_2O) e metano (CH_4) na atmosfera. Se comparados o período pré-industrial (século XIX) e o ano de 2014, observa-se um aumento de 40% na concentração de CO_2 na atmosfera (IEA, 2015). Esses gases somados aos óxidos de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), ozônio troposférico (O_3), clorofluorcarbonos (CFC's), aerossóis e ao vapor d'água (H_2O) são conhecidos como gases de efeito estufa (GEE).

O aumento da concentração de GEE na atmosfera é objeto de estudo desde a década de 1950 e suas consequências já foram evidenciadas através dos relatórios publicados pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel Climate Change*), principal organismo internacional para a avaliação das mudanças climáticas. Desde sua criação, em 1988, o IPCC produz relatórios de avaliação periódica que fazem as melhores previsões científicas dos efeitos do aumento da concentração dos GEE para o cenário de 2100 com base no estado do conhecimento na época em que o relatório é produzido.

O mais recente, o Quinto Relatório de Avaliação do IPCC (AR5), publicado em 2014, deixou claro que existe influência humana sobre o clima global em decorrência das emissões dos GEE (IPCC, 2014). Segundo o relatório, o maior contribuinte das emissões de GEE é o CO_2 , representando 76% das emissões totais, dos quais 65% são provenientes da queima de combustíveis fósseis e de processos industriais, conforme mostrado na Figura 1.

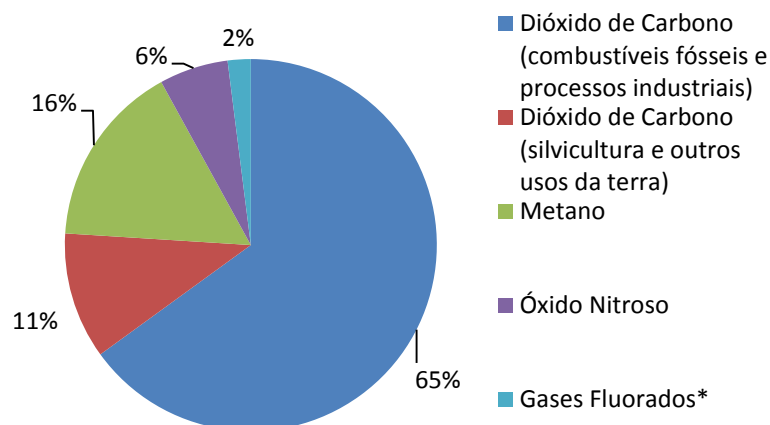


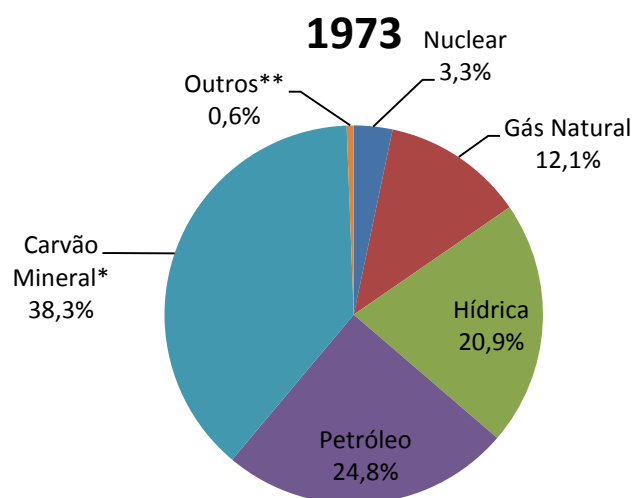
Figura 1. Principais GEE e suas emissões.

Fonte: IPCC, 2014

*Gases Fluorados: incluem os hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Segundo estimativas da IEA, de todas as atividades humanas globais no ano de 2010, o setor energético foi responsável por 68% do total de emissões de GEE.

No setor de eletricidade, a participação dos combustíveis fósseis na produção mundial, teve um aumento de mais de 300% no período de 1971 a 2014 atingindo uma montante de 66,7% do total da matriz elétrica mundial, com uma maior participação do carvão mineral, com 40,8%, como ilustrado na Figura 2 (IEA, 2016).



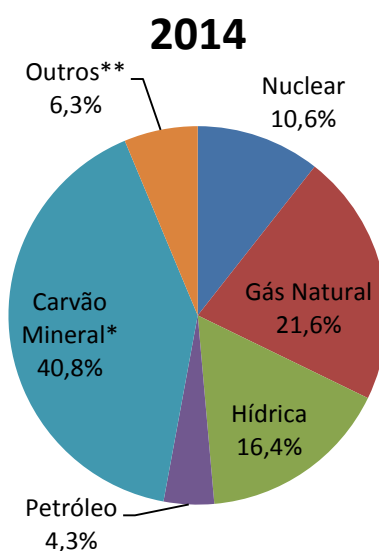


Figura 2. Geração de eletricidade mundial por fonte 1973-2014.

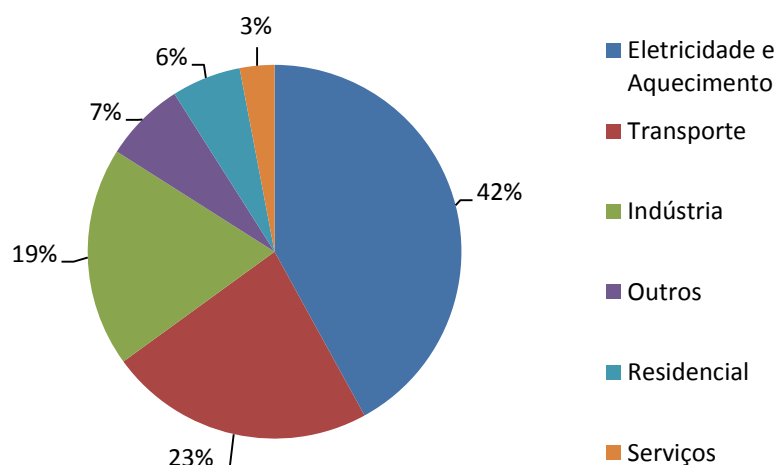
Fonte: IEA, 2016

Notas: ¹Exclui geração de eletricidade por armazenamento bombeado.

²Inclui geotérmica, solar, eólica, aquecimento, etc.

³Nestes gráficos, turfa e óleo de xisto estão agregados com carvão.

Entre 1990 e 2014 a emissão de CO₂ na produção de eletricidade e calor praticamente dobrou devido à utilização intensiva dos combustíveis fósseis. Em 2014, o setor de eletricidade e aquecimento foi responsável pela emissão de 42% das emissões globais de CO₂, ficando à frente dos setores de transporte e indústria (IEA, 2016), conforme mostrado na Figura 3.



*Outras: incluem a agricultura/silvicultura, a pesca, indústrias que não geram eletricidade e calor, e outras emissões não especificadas.

Figura 3. Emissões globais de CO₂ por setor em 2014.

Fonte: IEA, 2016

Em 2014, as fontes renováveis de energia foram responsáveis por 22,7% do total de geração elétrica mundial, sendo 16,4% somente energia hidráulica, ficando as energias solar, eólica, biomassa, geotérmica e todas outras renováveis com uma participação de apenas 6,3%.

Devido à extrema dependência mundial em relação aos combustíveis fósseis e à conscientização da sociedade a respeito dos impactos ambientais causados pelo atual modelo de desenvolvimento dos países faz-se necessária a diversificação da matriz energética mundial, visando uma maior participação das fontes renováveis de energia.

Motivação

A matriz elétrica brasileira é predominantemente composta pelas energias renováveis, tendo como maior contribuinte a energia hídrica. A grande disponibilidade de rios e bacias hidrográficas presentes no país viabilizou a construção de grandes usinas hidrelétricas com reservatórios. A Figura 4 mostra que a participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira é superior quando comparadas às médias mundial e dos países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD, do inglês *Organisation for Economic Co-operation and Development*).

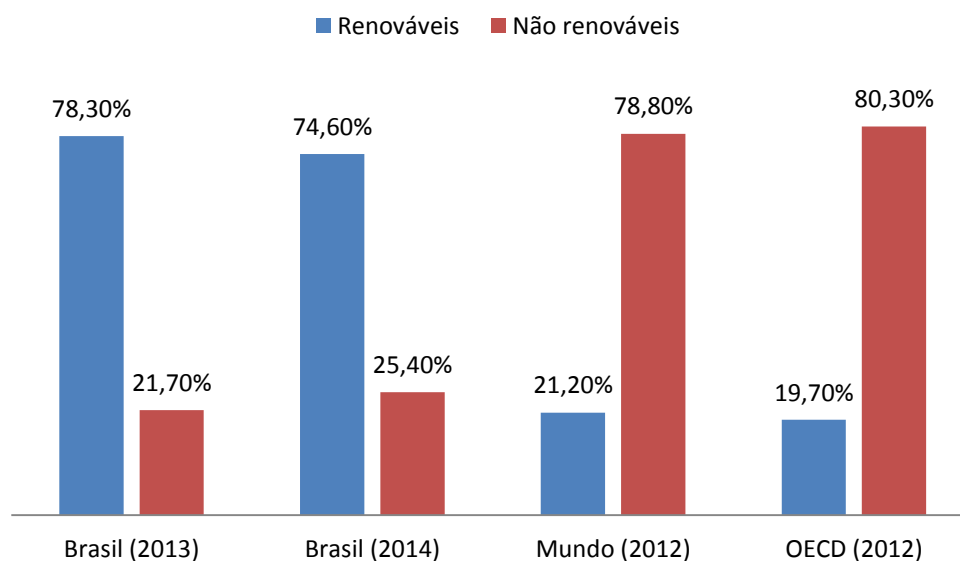


Figura 4. Comparativo da participação das energias renováveis na matriz elétrica.

Fonte: EPE, 2015

Porém, essa matriz vem sofrendo mudanças que aumentaram a dependência quanto às usinas termelétricas convencionais (que utilizam como fonte de energia os combustíveis fósseis: gás natural, derivados do petróleo e carvão mineral e seus derivados) nos últimos anos, e vem se tornando cada vez mais hidrotérmica. Uma análise comparativa do Balanço Energético Nacional (BEN) dos anos de 2012 a 2015 apontou um comportamento descendente da participação da energia hídrica e ascendente dos combustíveis fósseis na oferta interna de eletricidade.

No ano de 2011 a hidroeletricidade representava 81,9% do total da matriz elétrica (incluindo importações), em 2014 essa participação caiu para 63,2% (BEN, 2015). Analisando, no mesmo período, as usinas termelétricas convencionais, sua participação aumentou de 8,3% em 2011 para 23% em 2014, deixando claro que estas fontes substituíram uma grande parte do percentual perdido pela energia hídrica na matriz elétrica. A Figura 5 ilustra a participação das fontes da matriz energética durante o período analisado.

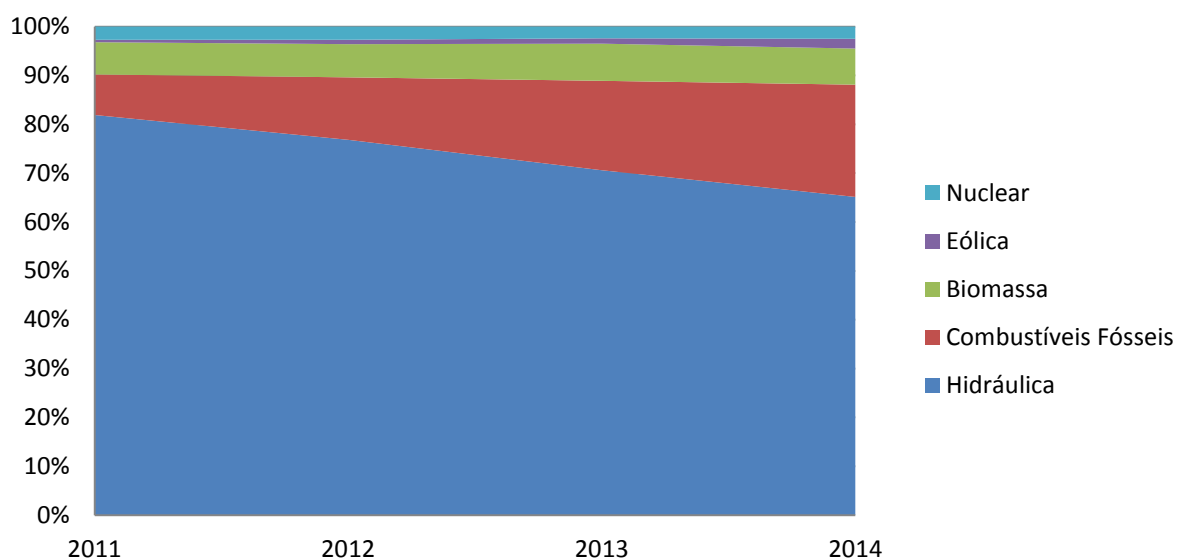


Figura 5. Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil no período de 2011 a 2014.

Fonte: Elaboração própria [BEN, 2012], [BEN, 2013], [BEN, 2014], [BEN, 2015].

As usinas térmicas convencionais do Brasil tem como função principal a suplementação do sistema quando as hidrelétricas não têm condições de gerar a energia demandada devido à escassez de água. Porém, devido ao regime hídrico desfavorável dos últimos anos, que fez com que os reservatórios ficassem abaixo da capacidade, foi necessário o acionamento integral e contínuo das térmicas convencionais (gás natural, derivados do petróleo e carvão mineral e seus derivados) (DIEESE, 2015).

No Brasil, as termelétricas convencionais utilizam como fonte energética o gás natural, derivados do petróleo e carvão mineral e seus derivados. A Figura 6 ilustra a participação fóssil na matriz elétrica brasileira no período de 2011 a 2014.

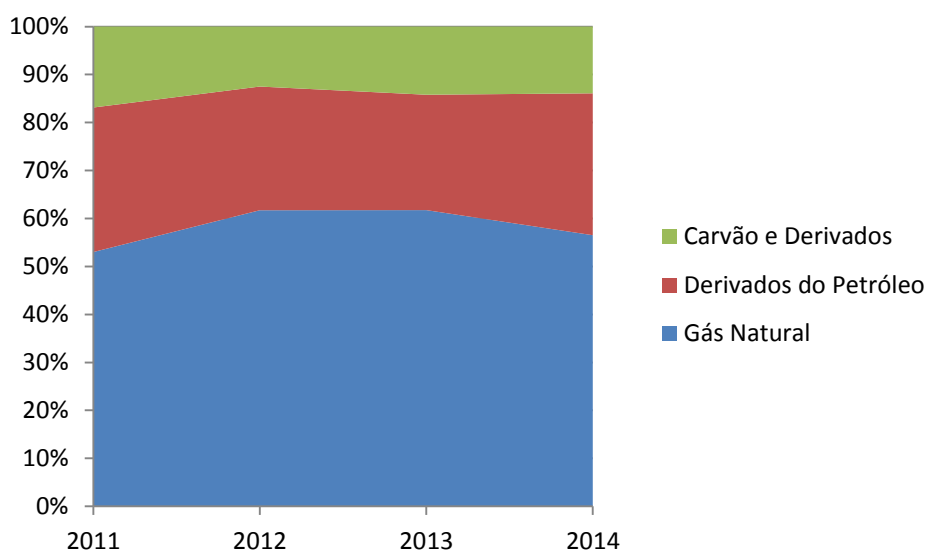


Figura 6. Participação dos combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira

Fonte: Elaboração própria [BEN, 2012], [BEN, 2013], [BEN, 2014], [BEN, 2015].

Em 2016, a hidroeleticidade representava aproximadamente 61,5% do total de potência instalada (excetuando-se importações), seguida pelos combustíveis fósseis com aproximadamente 17,5% (ANEEL, 2016), como ilustra a Figura 7. A Tabela 1 detalha a matriz elétrica brasileira por fonte energética em Fevereiro de 2016.

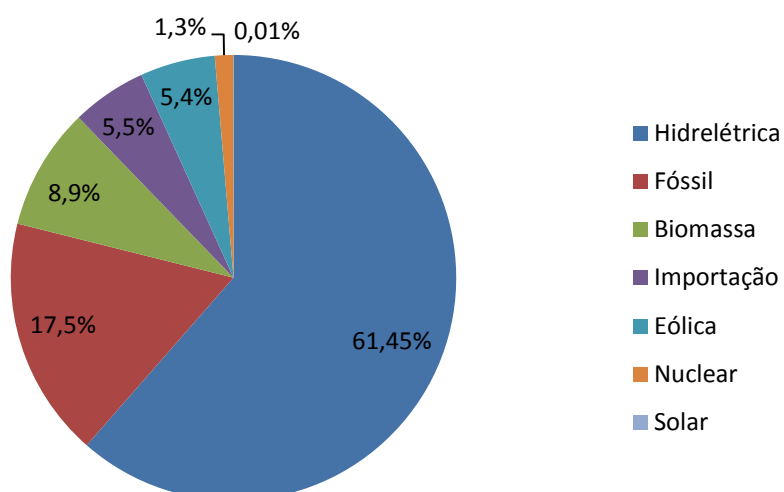


Figura 7. Matriz Elétrica Brasileira

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) - ANEEL, 2016.

Tabela 1. Matriz de Energia Elétrica Brasileira.

Fonte			Capacidade Instalada			Total		
Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	Nº de Usinas	(KW)	%	Nº de Usinas	(KW)	%
Biomassa	Agroindustriais	Bagço de Cana de Açúcar	393	10.544.460	7,0387	410	10.657.215	7,1139
		Biogás-AGR	2	1.722	0,0011			
		Capim Elefante	3	65.700	0,0438			
		Casca de Arroz	12	45.333	0,0302			
	Biocombustíveis líquidos	Óleos vegetais	2	4.350	0,0029	2	4.350	0,0029
	Floresta	Carvão Vegetal	7	51.397	0,0343	83	2.527.823	1,6873
		Gás de Alto Forno - Biomassa	9	111.865	0,0746			
		Licor Negro	17	1.978.136	1,3204			
		Resíduos Florestais	50	386.425	0,2579			
	Resíduos animais	Biogás - RA	10	1.924	0,0012	10	1.924	0,0012
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	13	78.003	0,0520	13	78.003	0,0520
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	336	8.150.582	5,4407	336	8.150.582	5,4407
Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	1	24.400	0,0162	22	3.612.155	2,4112
		Carvão Mineral	13	3.389.465	2,2625			
		Gás de Alto Forno - CM	8	198.290	0,1323			
	Gás natural	Calor de Processo - GN	1	40.000	0,0267	146	12.427.682	8,2958
		Gás Natural	145	12.387.682	8,2691			
	Outros Fósseis	Calor de Processo - OF	1	147.300	0,0983	1	147.300	0,0983
	Petróleo	Gás de Refinaria	7	339.960	0,2269	2181	9.963.508	6,6509
		Óleo Combustível	41	4.141.353	2,7644			
		Óleo Diesel	2117	4.544.267	3,0334			
		Outros Energéticos de Petróleo	16	937.928	0,6260			
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1208	92.054.920	61,449	1208	92.054.920	61,449
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990.000	1,3283	2	1.990.000	1,3283
Solar	Radiação solar	Radiação solar	33	21.336	0,0142	33	21.336	0,0142
Importação	Paraguai			5.650.000	3,7715			5,4536
	Argentina			2.250.000	1,5019			
	Venezuela			200.000	0,1335			
	Uruguai			70.000	0,0467			
Total			4447	149.806.798	100	4447	149.806.798	100

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) - ANEEL, 2016.

O estudo (EPE, 2014) mapeou o potencial brasileiro de geração de energia fotovoltaica para telhados residenciais, bem como sua relação com o consumo residencial em 2013. Em todos os estados, a capacidade de geração é substancialmente superior ao consumo. A relação média para o Brasil entre potencial fotovoltaico residencial e consumo residencial foi de 230%, ou seja, o potencial é 2,3 vezes maior do que o consumo, apontando um grande potencial para geração fotovoltaica em telhados residenciais. Em fevereiro de 2016, a energia solar representava apenas 0,0142% do total da matriz, participação insignificante quando comparada ao potencial solar do país, deixando clara a subutilização da energia solar.

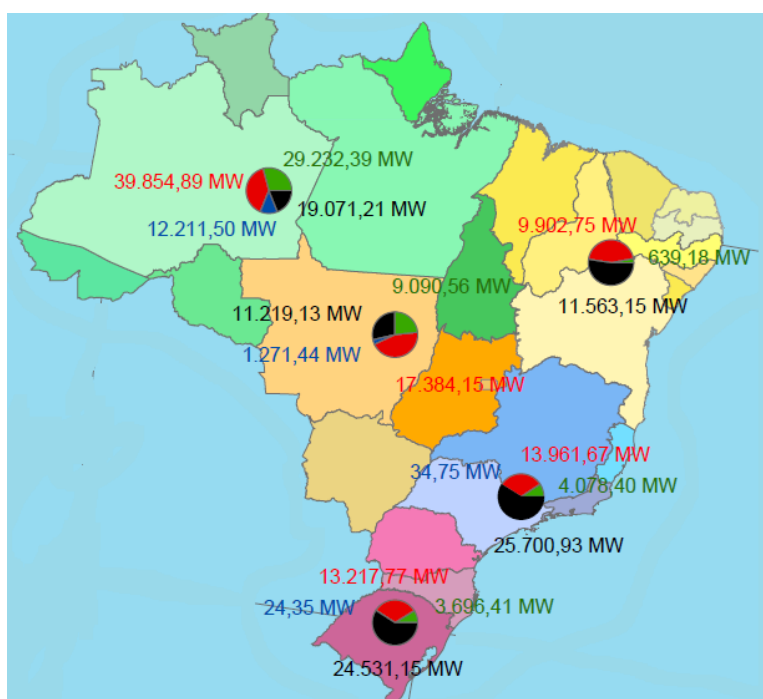
Tabela 2. Potencial de geração fotovoltaica em residências

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial (GWh)	Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial
AC	964	373	258%
AL	4.424	1.227	361%
AM	3.679	1.784	206%
AP	701	500	140%
BA	20.674	6.144	337%
CE	12.527	3.751	334%
DF	3.592	2.191	164%
ES	5.212	2.213	236%
GO	10.687	3.958	270%
MA	8.935	2.563	349%
MG	32.193	10.118	318%
MS	4.424	1.571	282%
MT	4.993	2.182	229%
PA	8.935	2.632	339%
PB	5.738	1.603	358%
PE	12.352	4.563	271%
PI	4.862	1.328	366%
PR	17.170	6.986	246%
RJ	23.521	12.833	183%
RN	4.862	1.805	269%
RO	2.321	1.084	214%
RR	569	345	165%
RS	17.257	7.750	223%
SC	9.417	4.935	191%
SE	3.066	979	313%
SP	62.196	38.783	160%
TO	2.234	695	321%

Total	287.505	124.896	230%
-------	---------	---------	------

Fonte: EPE, 2014

Outro fator importante para o planejamento elétrico brasileiro visando a redução das emissões de GEE é a análise do potencial dos recursos naturais disponíveis para futura geração de energia elétrica. O potencial hídrico não explorado brasileiro é calculado em aproximadamente 140 GW, sendo 50% deste potencial localizado na Região Norte do país, região que possui alta complexidade socioambiental para implementação das usinas (ELETROBRÁS, 2014), como mostram a Figura 8 e a Tabela 3 subsequente.



Legenda:

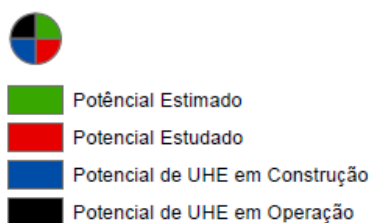


Figura 8. Mapa do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT).

Fonte: ELETROBRÁS, 2014

Tabela 3. Potencial hidrelétrico brasileiro não explorado por região.

Região/Potencial	Potencial não explorado	
	MWh	%
Norte	69.087,28	48,98
Nordeste	10.541,93	7,47
Centro-Oeste	26.474,71	18,77
Sudeste	18.040,07	12,79
Sul	16.914,18	11,99
Total	141.058,17	100

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIPOT, 2014.

Devido aos fatos mencionados anteriormente, de 1990 até o presente momento a maior parte das usinas construídas foram usinas à fio d'água, ou seja, sem reservatório, o que diminui significativamente a potência instalada das mesmas. Segundo (TANCREDI & ABBUD, 2013) dados da ANEEL relativos às hidrelétricas leiloadas de 2000 a 2012, dos 42 empreendimentos leiloados, que somam 28.834,74 MW, somente dez são usinas com reservatório, representando apenas 1.940,6 MW da potência total leiloadas, um percentual de 6,73% da capacidade de geração.

A projeção do consumo final de energia elétrica para o Brasil apresentado pelo Estudo da Demanda de Energia do Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2014) prevê um aumento de 3,2% ao ano no consumo total de eletricidade do ano de 2013 a 2050, o que representa uma necessidade de incremento de 452 TWh na matriz elétrica brasileira de 2013 a 2030, como mostra a Figura 9 a seguir.

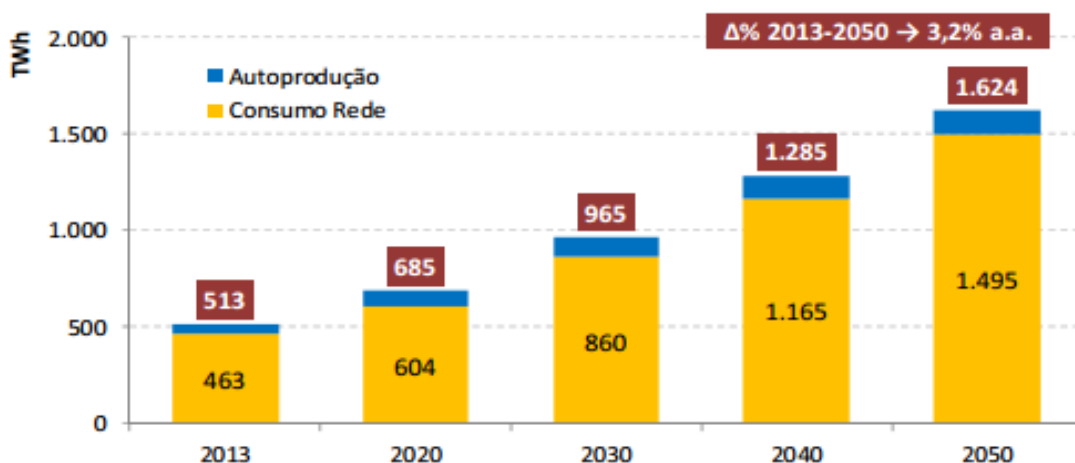


Figura 9. Projeção do Consumo Total de Eletricidade no Brasil (TWh).

Fonte: EPE, 2014

Visto que o potencial hidrelétrico não explorado do Brasil encontra-se em áreas de extrema importância ambiental, o que consequentemente irá criar barreiras para a expansão da hidroeletricidade, a diversificação da matriz elétrica com investimentos em outras energias renováveis é de suma importância para que o Brasil consiga suprir a demanda de energia elétrica para os próximos anos cumprindo as metas firmadas pelo governo no acordo da 21ª Conferência das Partes (COP 21, do inglês *Conference of the Parties*)

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade do ponto de vista ambiental e econômico-financeira, da substituição de termelétricas a combustíveis fósseis por sistemas fotovoltaicos na modalidade de microgeração distribuída na matriz elétrica brasileira, visando a redução dos impactos ambientais da matriz elétrica brasileira.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Avaliar as emissões de gases de efeito estufa, representados em CO_{2eq}, das usinas termelétricas convencionais (combustível fóssil) da matriz elétrica brasileira, bem como dos sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída através da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV);

- Analisar a paridade tarifária entre energia elétrica convencional e aquela oriunda de sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída no Brasil;
- Realizar um comparativo entre o custo para se instalar sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída e o custo da produção de energia elétrica da matriz brasileira através das térmicas a combustíveis;
- Analisar os custos do governo para incremento da energia termelétrica convencional nos últimos anos e simular a potência de sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída que poderia ter sido instalada;
- Avaliar o atual cenário (políticas públicas, tecnologia e mercado) e perspectivas de sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída no Brasil.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O Efeito Estufa

O Efeito Estufa atmosférico é um fenômeno natural e é devido a ele que se permitiu a vida na Terra, porém ações antropogênicas vêm aumentando a concentração dos gases, potencializando o efeito. A temperatura média da Terra é resultado do equilíbrio estabelecido entre a radiação solar que chega à Terra e a energia irradiada de volta ao espaço. Os gases de efeito estufa (GEE) aprisionam o calor que seria irradiado de volta para o espaço, elevando assim a temperatura terrestre.

A uma escala global, os principais gases de efeito estufa são:

- Dióxido de Carbono (CO_2);
- Óxido Nitroso (N_2O);
- Metano (CH_4);
- Gases Fluorados: que incluem os hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF_6).

Devido à crise do petróleo em 1970, o panorama energético começou a ser repensado. O déficit de oferta somado à instabilidade política no Oriente Médio acarretou uma alta valoração do barril de petróleo e a desestabilização da economia mundial. Os países desenvolvidos iniciaram pesquisas e desenvolvimento das energias chamadas, na época, alternativas, com destaque para energias: eólica, solar, biomassa e os biocombustíveis, com objetivo de diminuir a dependência externa para produção de energia e assegurar o desenvolvimento desses países. Essa mudança de postura dos governos foi devida exclusivamente à preocupação com a segurança energética e não à preocupação com a sustentabilidade.

Os primeiros estudos referentes à atmosfera e o clima foram realizados pelo químico Svante Arrhenius, em 1896. O modelo climático desenvolvido por Arrhenius mostrou que a temperatura aumentaria em 5°C se a concentração de CO_2 na atmosfera fosse duplicada. Devido à velocidade com que a concentração do CO_2 aumentava na época levaria cerca de mil anos para que dobrasse o nível, o que não seria motivo para preocupação, fazendo com que a mudança climática antropogênica desaparecesse dos

estudos científicos. Entretanto, não foi concebido pelo químico nem pela comunidade científica o enorme crescimento e expansão da atividade econômica mundial, que acarretou na aceleração das emissões de GEE (RICHTER, 2012).

A relação do CO₂ com as mudanças climáticas reapareceram, como alvo de estudos, somente na década de 1950 quando Roger Revelle, então diretor do *Scripps Institute of Oceanography* em San Diego, Califórnia, calculou que o oceano absorvia CO₂ a um décimo da taxa de absorção estimada pelos cientistas. Posteriormente, Charles David Keeling começou a publicar medições da concentração atmosférica de CO₂ coletadas no Observatório de Mauna Loa, no Havaí. As medições, que estão sendo feitas até o presente momento, mostraram uma tendência ascendente de longo prazo na concentração desse gás do efeito estufa, como mostra a Figura 10.

Revelle e Keeling comprovaram duas teorias fundamentais para o despertar da comunidade científica para as consequências da utilização descomedida dos combustíveis fósseis: o CO₂ ficava retido durante mais tempo na atmosfera e a sua concentração na atmosfera estava aumentando mais rápido do que os cientistas acreditavam (RICHTER, 2012).

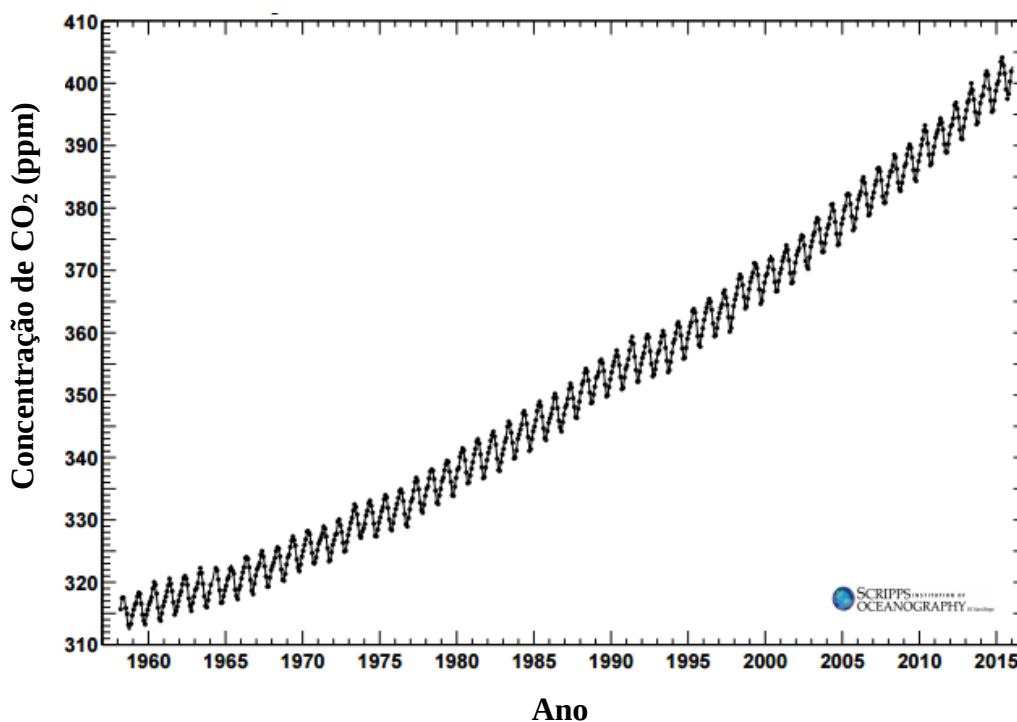


Figura 10. Média Mensal da Concentração de Dióxido de Carbono do Observatório Mauna Loa, Havaí.

Fonte: Dados do programa Scripps CO₂ (última atualização: Janeiro de 2016)

Fonte: SCRIPPS, 2016

Devido à utilização intensiva dos combustíveis fósseis como principal fonte energética desde a revolução industrial, as emissões de GEE vêm se intensificando. A Figura 11 ilustra a correlação entre a variação da temperatura média com o aumento da concentração de dióxido de carbono atmosférico.

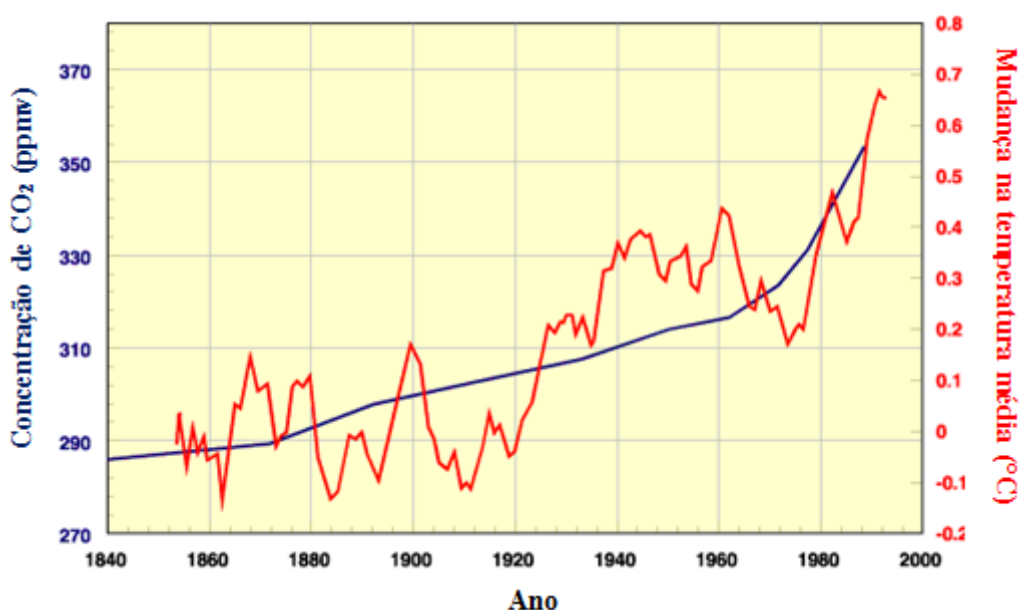


Figura 11. Correlação entre a variação da temperatura média com o aumento da concentração de dióxido de carbono atmosférico.

Fonte: HONSBURG & BOWDEN, 2017.

O primeiro grande evento de discussão sobre a relação do homem e o meio ambiente foi a Conferência de Estocolmo realizada em 1972, onde foram abordados temas como a chuva ácida e poluição atmosférica. Em 1979, foi organizada pela Organização Mundial de Meteorologia (WMO, do inglês *World Meteorological Organization*) a primeira conferência mundial formal sobre a possível mudança climática. Em 1988, foi criado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), juntamente com a WMO, o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel Climate Change*).

O IPCC é atualmente o principal organismo internacional para a avaliação das mudanças climáticas, e tem como objetivo fornecer para o mundo uma visão científica clara sobre o atual estado das mudanças climáticas e seus impactos ambientais e socioeconômicos (IPCC, 2015).

Para viabilizar a comparação e soma dos GEE, é utilizada a métrica usual do Potencial de Aquecimento Global (em inglês, *Global Warming Potential* – GWP) atualmente utilizada para inventários nacionais como fator de ponderação, chegando à unidade comum, o equivalente de dióxido de carbono (CO₂eq). A Tabela 4 lista os principais GEE e seus respectivos GWPs para um horizonte de 100 anos de acordo com o Quinto Relatório de Avaliação do IPCC (AR5):

Tabela 4. GWP dos principais GEE.

Gás	Símbolo	GWP
Dióxido de Carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	28
Óxido Nitroso	N ₂ O	265
Hidrofluorcarbonos	HFC-23	12.400
	HFC-125	3.170
	HFC-134a	1.300
	HFC-143a	4.800
	HFC-152a	138
Perfluorcarbonos	CF ₄	6.630
	C ₂ F ₆	11.100
Hexafluoreto de Enxofre	SF ₆	23.500

Fonte: IPCC, 2014

2.1.1 Panorama do Brasil

Analisando as emissões de CO₂ da matriz elétrica brasileira conclui-se que o Brasil possui uma matriz de baixo carbono quando comparadas às emissões da China, Estados Unidos e dos países da União Europeia. Segundo (LIMA, 2009) em 2005 a matriz elétrica brasileira contribuiu com a emissão de 388.048 mil TCO₂eq. Em 2012, a intensidade de carbono brasileira representava 82 kgCO₂ por MWh gerado, enquanto a da China, dos Estados Unidos e da União Europeia representavam, respectivamente, 745 kgCO₂/MWh, 481 kgCO₂/MWh, 403 kgCO₂/MWh.

Entretanto, a substituição da energia hídrica pelas termelétricas convencionais

resultou em um aumento da intensidade de carbono da matriz brasileira em 67,07% em apenas dois anos chegando a 137 KgCO₂/MWh em 2014, como mostra a Figura 12, deixando a matriz brasileira menos sustentável e mais dependente das fontes não renováveis de energia (EPE, 2015).

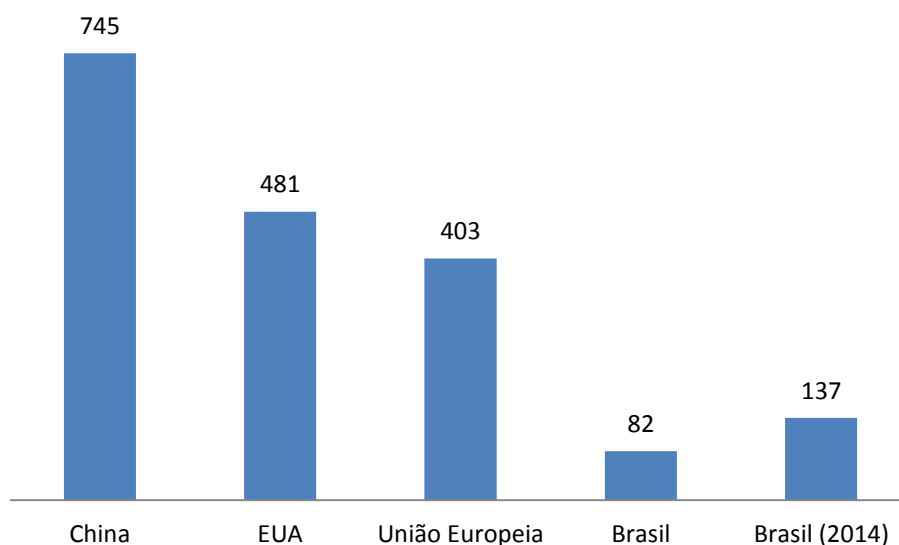


Figura 12. Comparativo de emissões de CO₂ por MWh gerado em 2012.

Fonte: EPE, 2015

O Brasil é signatário da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*), e por ser considerado um país em desenvolvimento econômico, não está obrigado a atender a metas quantitativas de redução de emissões de GEE no âmbito do Protocolo de Quioto. Porém, em Dezembro de 2009, na 15^a Conferência das Partes (COP 15, do inglês *Conference of the Parties*) da UNFCCC, realizada em Copenhague, o Brasil anunciou a meta voluntária de reduzir, em 2020, entre 36,1 e 38,9%, suas emissões totais de GEE projetadas para aquele ano. Essa meta foi formalizada pela Lei nº 12.187/09, promulgada naquele mesmo mês de Dezembro, que, entre outras providências, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e pelo Decreto nº 7.390/10 (MME/EPE, 2015).

Além desta meta, no final do ano de 2015 foi assinado na 21^a Conferência das Partes (COP 21), um acordo climático histórico intitulado “Transformando nosso mundo: a agenda de Desenvolvimento Sustentável para 2030”. O acordo contou com 195 países

signatários, incluindo o Brasil, e foi o primeiro acordo de extensão global para reduzir as emissões de GEE e lidar com as mudanças climáticas (UNFCCC, 2015). Entre as metas firmadas pelos governos destacam-se:

- Reafirmar o objetivo de limitar o aumento da temperatura média global em um patamar inferior a 2°C em relação aos níveis pré-industriais, prosseguindo com os esforços em limitar o aumento da temperatura a 1,5°C, reconhecendo que isso iria reduzir significativamente os riscos e impactos das mudanças climáticas (UNFCCC, 2015);
- Estabelecer compromissos denominados como “Contribuições Nacionalmente Determinadas” (NDCs, do inglês *Nationally Determined Contributions*) que refletem as ambições de cada país para a redução de emissões domésticas, adotando medidas internas destinadas a alcançá-las (UNFCCC, 2015);
- Comprometer todos os países signatários a informar regularmente sobre suas emissões de GEE e progressos realizados na implementação de sua NDC, submetendo-se a uma avaliação internacional (UNFCCC, 2015);
- Comprometer todos os países signatários a submeter um novo NDC a cada cinco anos, com expectativa de que este representará progresso em relação ao anterior (UNFCCC, 2015).

O NDC brasileiro incluiu a redução de emissões totais de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025 e 43% em 2030. Além dessas metas, para o setor da energia, o Brasil se comprometeu a expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de fontes tais que a eólica, a biomassa e a solar (PCND, 2015).

Em 2014, o setor elétrico brasileiro foi responsável pela emissão de 85,2 MtCO₂eq através da queima de combustíveis fósseis, representando 17,4% do total de emissões de GEE do país (MME/EPE, 2015). Esse fato reflete as condições hídricas desfavoráveis verificadas nos últimos anos, que fez necessária a ativação integral e contínua das usinas termelétricas convencionais, expondo a dependência e a fragilidade da matriz elétrica brasileira. Faz-se necessário uma maior diversificação dessa matriz objetivando uma maior segurança no fornecimento de energia e a manutenção da matriz elétrica renovável com baixas emissões de GEE.

Segundo a projeção apresentada pelo Plano Decenal de Energia 2014-2024, que é reconhecido pelo IPCC como uma ferramenta de mitigação ou de intervenção nas emissões de CO₂eq, para 2020 está previsto uma redução de 54,3% das emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade (MME/EPE, 2015). Estas informações encontram-se detalhadas na Tabela 5.

Tabela 5. Brasil: evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso da energia.

Setores*	MtCO ₂		
	2014	2020	2024
Setor Elétrico**	85,2	46,3	62,4
Sistema Interligado Nacional	68,9	29,9	42,6
Autoprodução	16,3	16,4	19,8
Setor Energético	33,5	36,3	45,0
Residencial	18,5	20,9	22,2
Comercial	1,7	2,1	2,5
Público	0,8	0,8	0,8
Agropecuário	18,0	19,9	21,0
Transportes	211,2	234,4	267,9
Industrial	100,1	112,8	127,2
Consumo energético	92,0	100,1	113,2
Consumo não energético	8,2	12,8	14,0
Emissões Fugitivas***	20,5	29,4	35,5
Total	490	503	585

Notas: * De acordo com o Balanço Energético Nacional

** Não inclui sistemas isolados

*** Inclui emissões fugitivas no transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de E&P e emissões fugitivas da mineração de carvão.

Obs.: As emissões de 2014 foram calculadas com base na matriz do Balanço Energético Nacional 2015 ano base 2014.

Fonte: MME/EPE, 2015.

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

A eletricidade pode ser produzida a partir da luz solar através de um processo chamado de efeito fotovoltaico, onde "foto" refere-se a luz e "voltaica" a tensão elétrica. Esse fenômeno ocorre quando a luz, ou mais propriamente a radiação eletromagnética do

Sol, incide sobre uma célula fotovoltaica composta de materiais semicondutores com propriedades específicas (VILLALVA & GAZOLI, 2012). Em outras palavras, materiais semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra onde totalmente “vazia” (banda de condução).

As células fotovoltaicas (FV) são feitas a partir de uma variedade de materiais semicondutores, sendo as mais usuais o silício (cristalino e amorfo), arseneto de gálio (GaAs), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Aproximadamente 95% de todas as células fotovoltaicas fabricadas no mundo são de silício, devido à sua abundância no globo terrestre e ao seu baixo custo (VILLALVA & GAZOLI, 2012).

Um estudo realizado pelo Fraunhofer, em 2015, apontou que os módulos de silício cristalino são maioria na produção dos módulos FV, representando aproximadamente 91% do total de módulos FV produzidos em 2014, conforme mostrado na Figura 13.

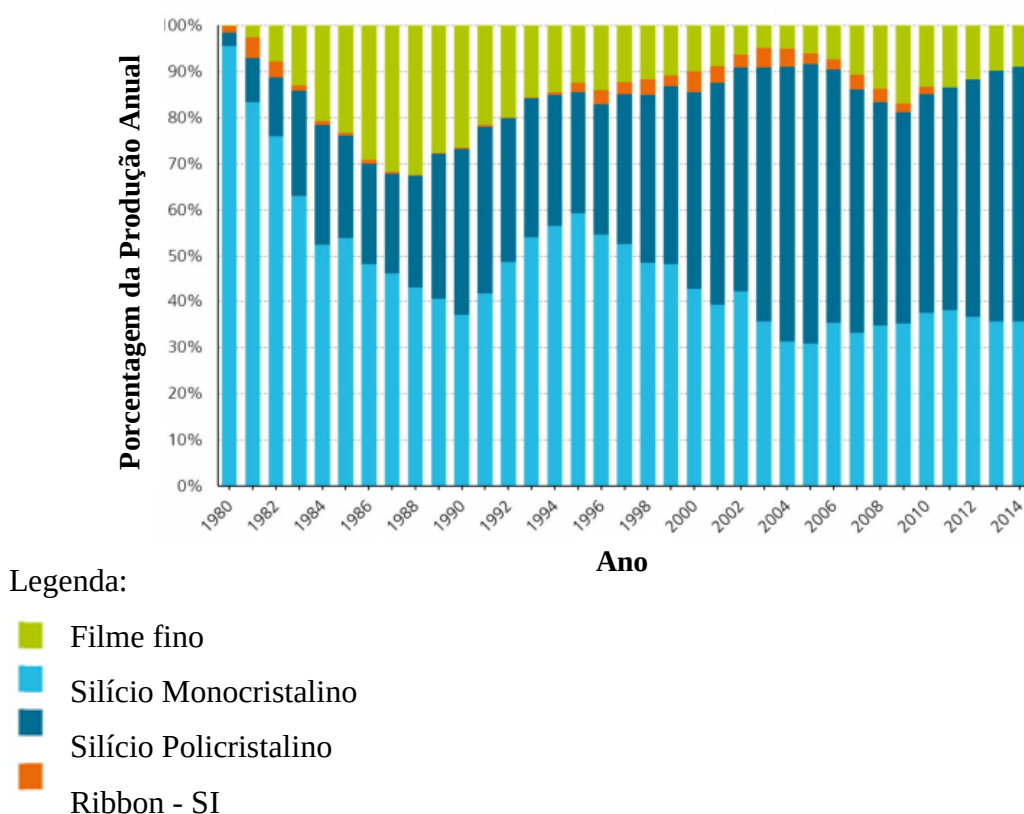


Figura 13. Produção anual global de módulos FV.

Fonte: Fraunhofer, 2015

As células são classificadas como células de silício cristalino, células de filme fino e células híbridas, chamadas de Heterojunção com Fina Camada Intrínseca (HIT, do inglês *Heterojunction with Intrinsic Thin Layer*), que são formadas pela junção da tecnologia de silício cristalino com a tecnologia de filme fino de silício amorfo hidrogenado, conforme mostrado na Figura 14.

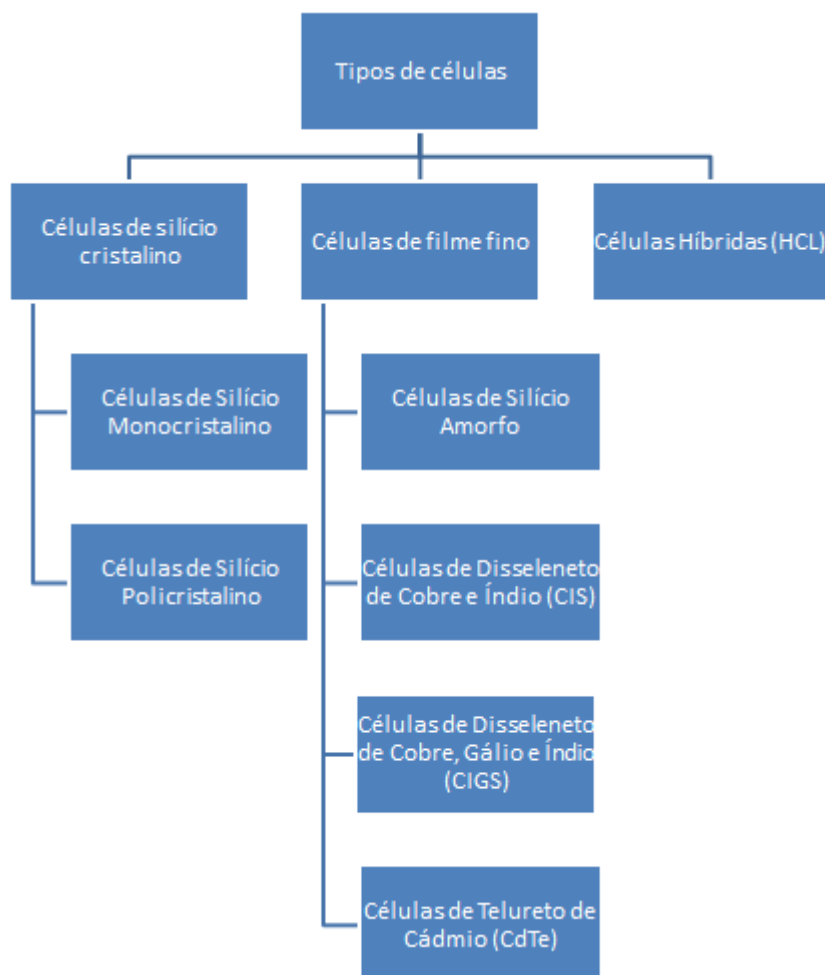


Figura 14. Tipo de células fotovoltaicas.

Fonte: Elaboração própria a partir de GTES, 2014.

A separação entre as duas bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores, denominada de banda proibida (*bandgap*, ou simplesmente *gap*) e representada por E_g (energia de *gap*), pode atingir até 3 eV (elétronvolt), diferenciando estes materiais dos materiais considerados isolantes, onde a banda proibida supera este valor (GTES, 2014). Os elétrons e lacunas foto gerados no material semicondutor, em decorrência da absorção de fótons do espectro eletromagnético do sol, podem mover-se dentro do material e aumentam a condutividade elétrica do semicondutor, o que é

denominado de efeito fotocondutivo. Para o aproveitamento de corrente e tensão elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, a fim de separar os portadores, o que se consegue através da formação da chamada junção *pn*, com dois materiais semicondutores de polaridades elétricas diferentes.

Para construir a junção *pn* é necessário introduzir de forma controlada impurezas no semicondutor, ou seja, realizar um processo denominado dopagem, que consiste na introdução de pequenas quantidades de outros elementos químicos, denominados impurezas dopantes, que mudam drasticamente, em função da concentração dos dopantes, as propriedades elétricas do material intrínseco (material sem dopagem, denominado de tipo *i*) (GTES, 2014). A Figura 15 mostra a estrutura física de uma junção *pn* de uma célula fotovoltaica de silício.

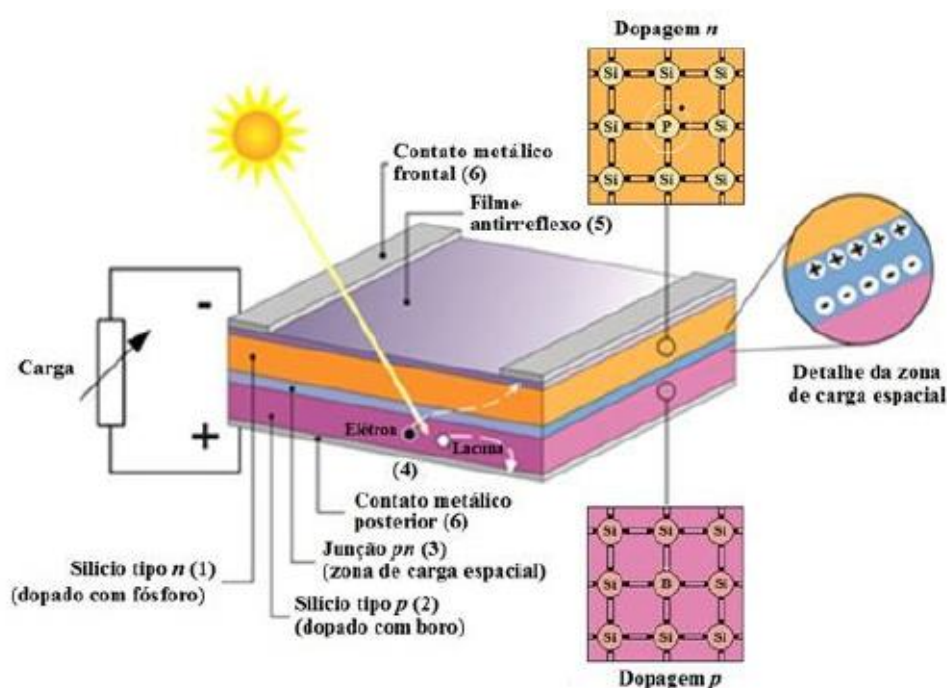


Figura 15. Estrutura física de uma junção *pn* de uma célula fotovoltaica de silício.

Fonte: GTES, 2014.

Notas: (1) região tipo *n*; (2) região tipo *p*, (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção *pn* e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos.

As células fotovoltaicas são agrupadas, conectadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Um módulo pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas em arranjos em série e/ou paralelo. Esta associação depende

dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) mais adequados à aplicação a que o módulo fotovoltaico se destina. O encapsulamento é constituído por um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA, do inglês *Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, uma segunda camada de EVA estabilizado, e um filme posterior isolante, conforme mostrado na Figura 16 (GTES, 2014).

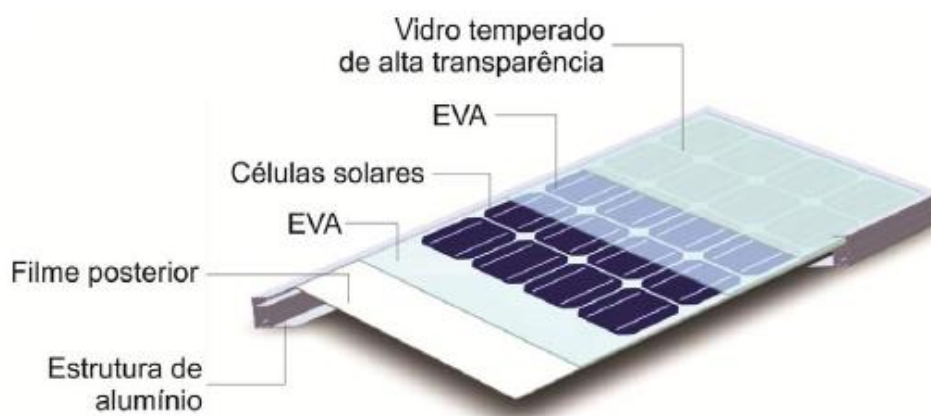


Figura 16. Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.

Fonte: GTES, 2014

Os módulos fotovoltaicos são classificados no mercado de acordo à sua potência de pico (Wp), e ao tipo de célula que o compõe. A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para massa de ar AM 1,5 (do inglês, *Air Mass*) e temperatura de célula de 25°C (GTES, 2014).

Além dos módulos fotovoltaicos, os Sistemas Fotovoltaicos (SFV) são compostos por inversor, controlador de carga (se houver armazenamento de energia em baterias), chave seccionadora e um medidor bidirecional. Os SFV podem ser classificados em duas categorias principais: isolados e conectados à rede elétrica. Em ambos os casos, podem operar a partir apenas da fonte fotovoltaica ou combinados com uma ou mais fontes de energia, quando são chamados de híbridos.

Os SFV conectados à rede podem ser classificados em micro ou minigeração distribuída ou em usinas fotovoltaicas (UFV). O primeiro tipo já é bastante disseminado em países desenvolvidos e está em plena expansão no Brasil. Os sistemas de microgeração distribuída tem potência instalada de até 75 kW segundo a Resolução Normativa ANEEL

nº 687/2015 e seguem o arranjo apresentado na Figura 17.

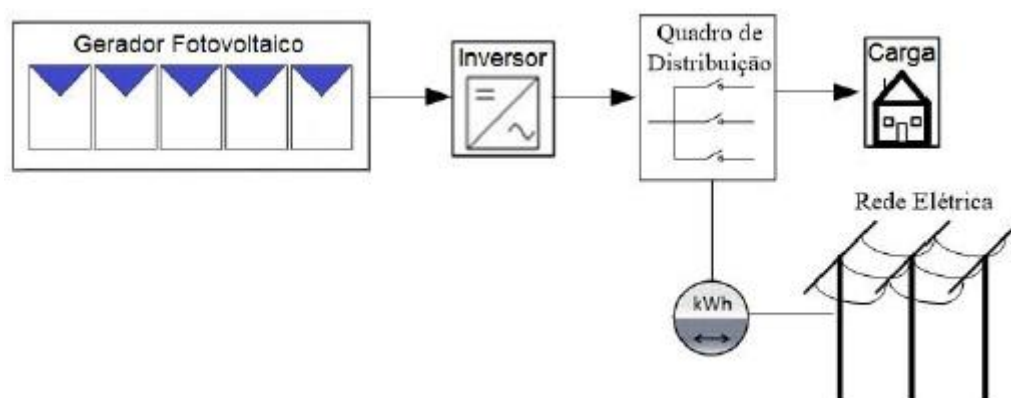


Figura 17. Esquema de Sistemas de mini e microgeração distribuída.

Fonte: GTES, 2014.

As usinas fotovoltaicas (UFVs) são usinas de grande porte que atingem potências na ordem de MWp podendo ser operados por produtores independentes e sua conexão com a rede é em geral feita em média tensão, por exemplo, 13,8 ou 34,5 kV. O panorama futuro das UFVs no Brasil é promissor, de acordo com o segundo leilão de energia de reserva promovido pelo governo em Novembro de 2015, que contratou 33 projetos de geração solar fotovoltaica, totalizando 1115 MWp de capacidade instalada (EPE, 2015). A Figura 18 mostra o esquema de um sistema deste tipo, onde é evidenciada a presença de um transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição (GTES, 2014).

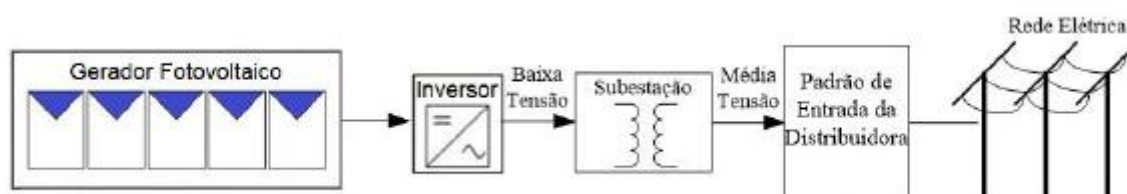


Figura 18. Esquema de um Sistema de UFVs.

Fonte: GTES, 2014

2.2.1 Panorama da Energia FV no Brasil

A intensidade da radiação solar na superfície da Terra varia em função da localidade (latitude e longitude) e também da intensidade da radiação fora da atmosfera

terrestre. A intensidade da radiação extraterrestre depende da distância entre o Sol e a Terra, que varia ao longo do ano com o movimento de translação da Terra em torno do Sol. Devido a este fato, a irradiância varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 e o valor médio é designado constante solar, $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$. Este valor, no entanto, devido aos fenômenos de reflexão, absorção (ozônio, vapor d'água, oxigênio e dióxido de carbono) e dispersão (poluição e material particulado) na atmosfera, apenas uma parte da radiação solar extraterrestre atinge a superfície da Terra.

O nível de irradiância na superfície da Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia solar, em boas condições climáticas, independentemente da localização. Ao adicionar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 que varia de um modo significativo entre as regiões do mundo.

Analizando o potencial da energia solar do Brasil de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, verifica-se que os valores de irradiação média anual global incidente em qualquer região do território brasileiro ($1500\text{-}2500 \text{ kWh/m}^2$) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha ($900\text{-}1250 \text{ kWh/m}^2$), França ($900\text{-}1650 \text{ kWh/m}^2$) e Espanha ($1200\text{-}1850 \text{ kWh/m}^2$), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados (PEREIRA et. al., 2006). A Figura 20 e a Figura 21 ilustram os níveis de irradiação média anual em plano horizontal no mundo e no Brasil.

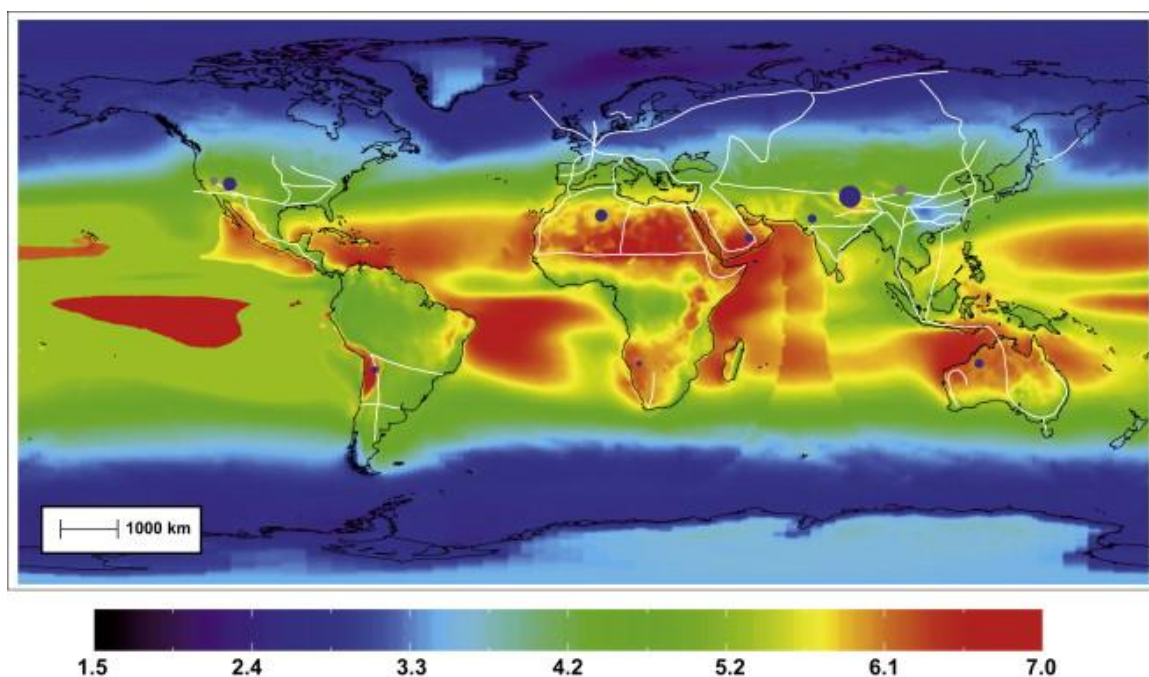


Figura 19. Irradiação média anual (Julho 1983 – Junho 2005) em plano horizontal (kWh/m²/dia)

Fonte: (NASA, SSE/OLIVARES et al., 2012)



Média anual, período 1999-2013.

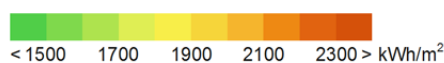


Figura 20. Irradiação média anual global no plano horizontal no Brasil.

Fonte: SOLARGIS, 2014

O Nordeste brasileiro é uma das regiões com maior potencial para geração solar, no entanto é a segunda região do país que mais gera eletricidade através das termelétricas, em sua maioria a carvão mineral, gás natural e a óleo combustível. A geração das termelétricas

da Região Nordeste representou 26% do total da geração termelétrica do Brasil no ano de 2015, atrás somente da região Sudeste que deteve 47% do total (EPE).

Apesar de ainda não ser uma fonte de energia disseminada no Brasil, o panorama da energia solar no país vem mudando nos últimos anos. Segundo ANEEL, o número de conexões de Geração Distribuída (GD) (geração de energia elétrica próxima ao local de consumo) no país, em Dezembro de 2015, era de 1.731 consumidores, com uma capacidade instalada de 16,5 MW. Em agosto de 2017, esse número se elevou para 12.643 conexões de sistemas de geração distribuída representando uma capacidade instalada de 144,14 MW.

A energia solar fotovoltaica é a fonte predominante nos sistemas de GD no país contabilizando 12.520 adesões e 100,71 MW de potência instalada, conforme é mostrado na Figura 21 e na Figura 22. Isto mostra de maneira nítida o potencial de penetração deste tipo de fonte energética no território brasileiro e de sua vocação natural como fonte complementar de baixo carbono para a matriz elétrica nacional.

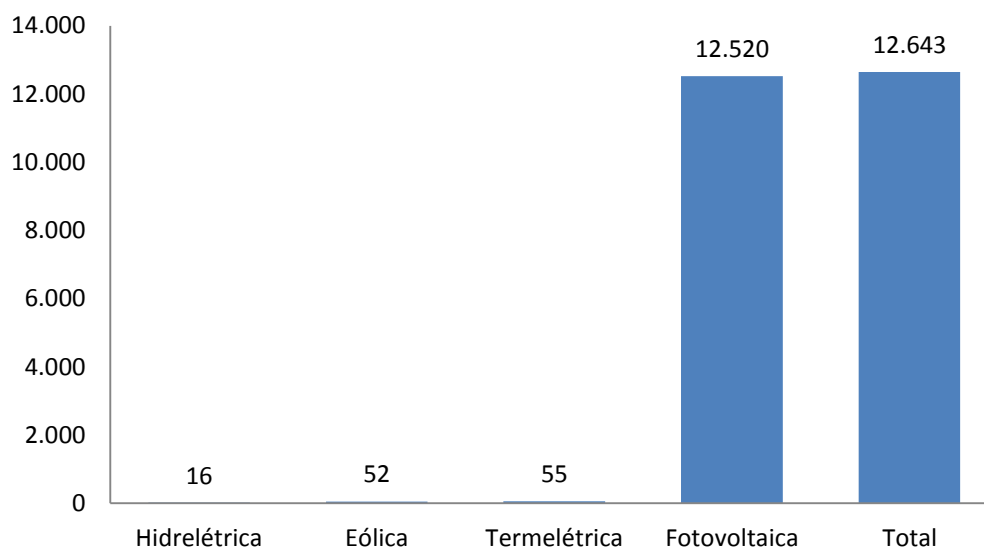


Figura 21. Número de Conexões de Geração Distribuída por fonte no Brasil.

Fonte: ANEEL, 2017.

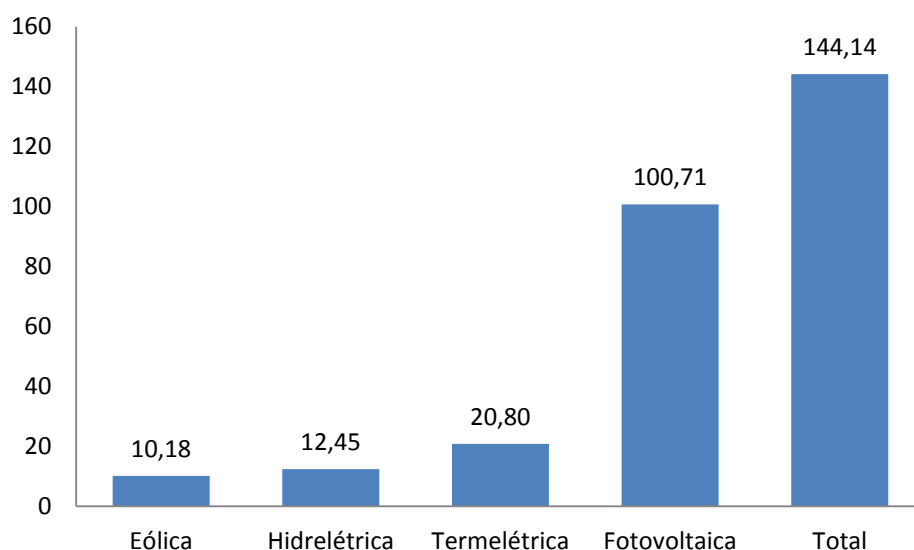


Figura 22. Potência Instalada total de Sistemas de Geração Distribuída no Brasil.

Fonte: ANEEL, 2017.

A expansão de sistemas de geração distribuída no Brasil teve seu início com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012 (RN 482) que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica do Brasil. A RN 482 estabeleceu, dentre outros, o sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido pelo termo em inglês *net metering*, que é um modelo de lei de incentivo à geração distribuída, na qual o excedente de energia ativa é injetado na rede elétrica. O saldo positivo de energia se transforma em crédito para o gerador que pode utilizá-lo para abater o consumo do mês subsequente ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) da unidade consumidora aonde foram gerados os créditos.

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), lançado em dezembro de 2014, foi criado para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar fotovoltaica). Segundo estimativas do governo, o programa pode movimentar até R\$100 bilhões até 2030 (MME, 2015). O ProGD estima que até 2030 sejam aderidas 2,7 milhões de unidades consumidoras gerando o equivalente a 48 TWh e evitando a emissão de 29 milhões de toneladas de CO₂ (MME, 2015).

Outro fator que contribuiu para a expansão da GD foi a diminuição do custo dos módulos fotovoltaicos. Com o aumento nos últimos anos na produção e no uso de novas tecnologias FV com a participação de novos fabricantes como os Chineses e os Taiwaneses, conseguiu-se reduzir os valores para a produção de módulos solares, fazendo com que o preço de venda, nos Estados Unidos e também na Europa baixasse, como mostra a Figura 23.

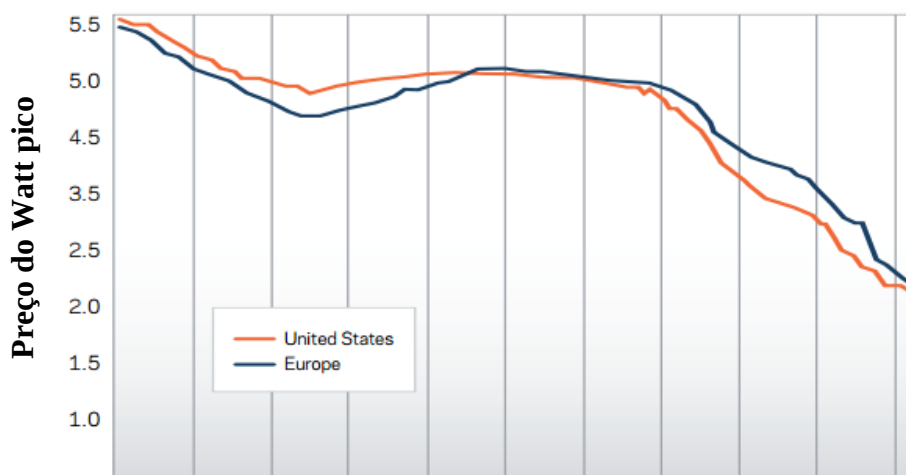


Figura 23. Tendência no preço dos módulos FV Dezembro 2001- Março 2012

Notas: Estados Unidos (US\$) / Europa (€)

Fonte: SOLARBUZZ, 2012

Todos os fatores citados acima foram de suma importância para o aumento de conexões em geração distribuída no Brasil, porém três fatores foram primordiais para um incremento mais acentuado da geração distribuída. Primeiramente, a publicação do Convênio ICMS 16/2015, que autorizou os estados brasileiros a concederem isenção de ICMS incidente sobre a energia trocada entre consumidor e concessionária de energia elétrica, incidindo assim somente sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, tornando o investimento mais atraente.

Posteriormente, foi a Lei nº 13.169/2015, de 06/10/2015, resultado de várias gestões da ANEEL junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, que instituiu a incidência dos tributos relacionados ao Programa de Integração Social - PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS seria apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída. Isto

também foi outro fator que deixou o investimento mais atraente do ponto de vista do consumidor.

Por último, a publicação, em Novembro de 2015, da Resolução Normativa ANEEL nº 687 (RN 687) que atualizou a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, tornando mais fácil o acesso à geração distribuída. A RN 687 apresentou importantes melhorias tais como a geração compartilhada, que traz a possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais; sistemas de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e jurídicas); ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses, entre outras. Esta revisão já estava prevista segundo o Art. 15 da mesma para ocorrer em até cinco anos após sua publicação.

A Figura 24 ilustra a expansão dos sistemas de geração distribuída desde 2012, ano da publicação da RN 482, até julho de 2017. O número de conexões de geração distribuída aumentou de um para 12.643 entre os anos de 2012 e 2017, tendo o seu crescimento mais expressivo em 2016 e 2017, consequência da Resolução Normativa 687/15 e do Convênio ICMS 16/2015.

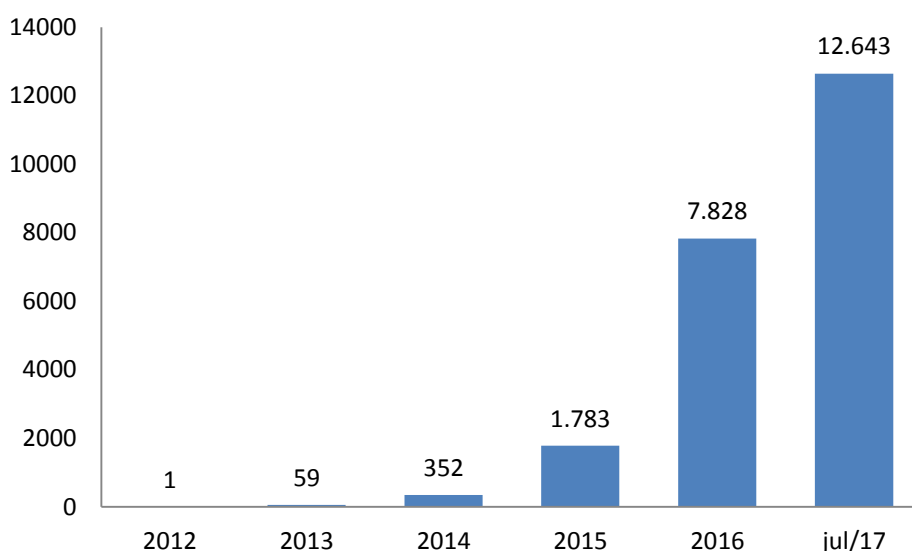


Figura 24. Número de conexões de Geração Distribuída entre os anos de 2012 a 2017.

Fonte: ANEEL, 2017.

Do total das conexões de geração distribuída desde a publicação da RN 482, a energia fotovoltaica representa aproximadamente 99%, o que permite concluir que a energia fotovoltaica está se tornando uma realidade na sociedade brasileira.

2.2.2 Panorama da Energia FV no mundo

Apesar da baixa participação das energias renováveis na matriz elétrica mundial os investimentos nessas fontes de energia vêm crescendo, em especial nos países em desenvolvimento. Em termos globais, as energias renováveis, excluindo grandes hidroelétricas, representaram 53,6% da capacidade total instalada em 2015, decretando a primeira vez que as fontes renováveis representaram a maioria de novas instalações.

No mesmo ano, os investimentos globais em energias renováveis, excluindo as grandes hidroelétricas, atingiram um montante de \$285,9 bilhões, ultrapassando o antigo recorde de 2011 de \$278,5 bilhões. Esse valor representa mais do que o dobro do valor investido em novas instalações de geração a carvão e a gás, que fora de \$130 bilhões (UNEP/BNEF, 2016).

As energias renováveis como eólica e solar costumavam ser vistas como um luxo, acessível apenas para os países desenvolvidos. No entanto, em 2015, pela primeira vez na história, os países em desenvolvimento, liderados por China e Índia, investiram mais em energias renováveis, excluindo grandes hidroelétricas, do que os países desenvolvidos (UNEP/BNEF, 2016), como ilustra a Figura 25.

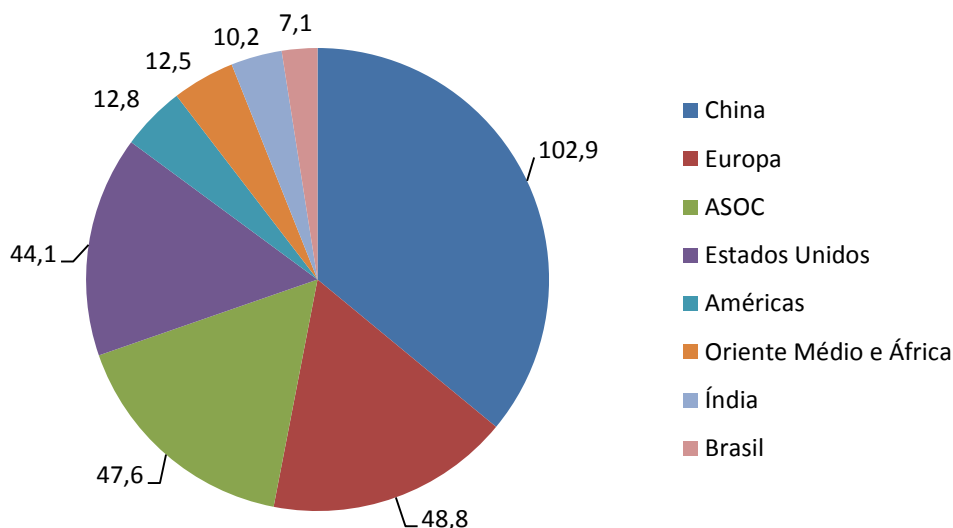


Figura 25. Novos investimentos globais (em bilhões de US\$) em energias renováveis por país/região, 2015.

Fonte: UNEP/BNEF, 2016

Obs.: ASOC – Ásia e Oceania exceto China e Índia; Américas – Exceto Brasil e Estados Unidos.

*Os valores totais incluem estimativas de negócios não divulgados. O novo volume de investimento ajusta-se ao capital reinvestido.

Os investimentos são liderados pela energia solar com 56,3% do total de investimentos, seguido pela energia eólica com 38,3% do capital. Os outros 5,4% se divide entre biomassa e resíduos, PCH's, biocombustíveis, geotérmica e energia das marés, como mostrado na Figura 26.

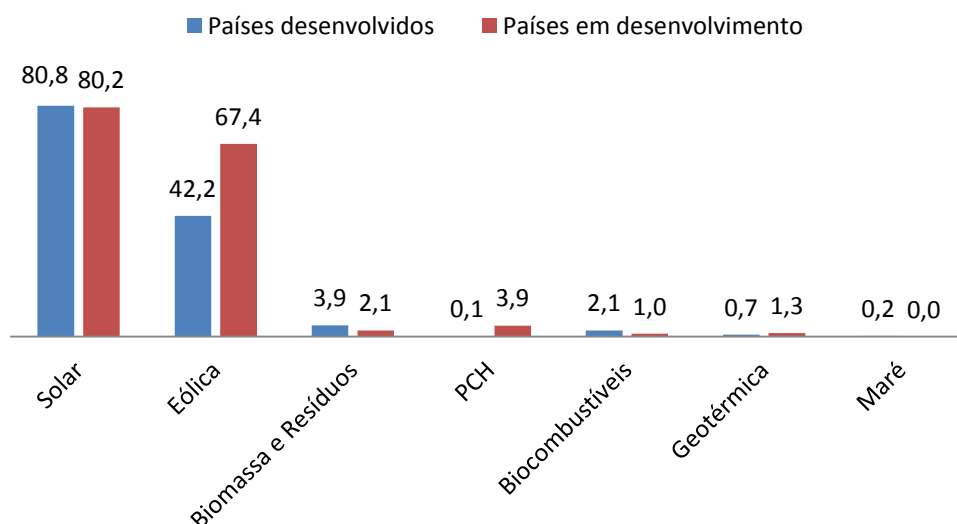


Figura 26. Novos investimentos globais (em bilhões de US\$) em energias renováveis por fonte: Países desenvolvidos x Países em desenvolvimento, 2015.

Fonte: UNEP/BNEF, 2016

*Os valores totais incluem estimativas de negócios não divulgados. O novo volume de investimento ajusta-se ao capital reinvestido. Inclui estimativas para geração distribuída, corporativa e projetos P&D. Os volumes desenvolvidos são baseados nos países da OCDE, excluindo México, Chile e Turquia.

Nas últimas décadas os custos de produção dos módulos fotovoltaicos foram reduzidos drasticamente. Isso foi resultado das melhorias de eficiência de produção, inovações de materiais e produtos e à economia de escala. A redução dos custos dos equipamentos, atrelado ao imenso potencial técnico de aproveitamento da energia e ao baixo impacto ambiental em sua operação fizeram com que o potencial instalado mundial da energia solar fotovoltaica alcançasse um crescimento anual de 47% entre 2004 e 2014, passando de 3,7 GWp para 177 GWp (REN21, 2015).

Essa expansão fora primeiramente liderada pelos países europeus, principalmente a Alemanha, devido aos fortes subsídios fornecidos pelo governo, porém hoje em dia é liderada pela China, seguida do Japão e Estados Unidos. No ano de 2015 foram instalados

51 GW de potencial fotovoltaico no mundo, elevando a capacidade instalada total mundial para 228 GW no final de 2015 (IEA PVPS, 2016). As Figuras 27, 28 e 29 ilustram a expansão e o cenário do potencial instalado fotovoltaico mundial.

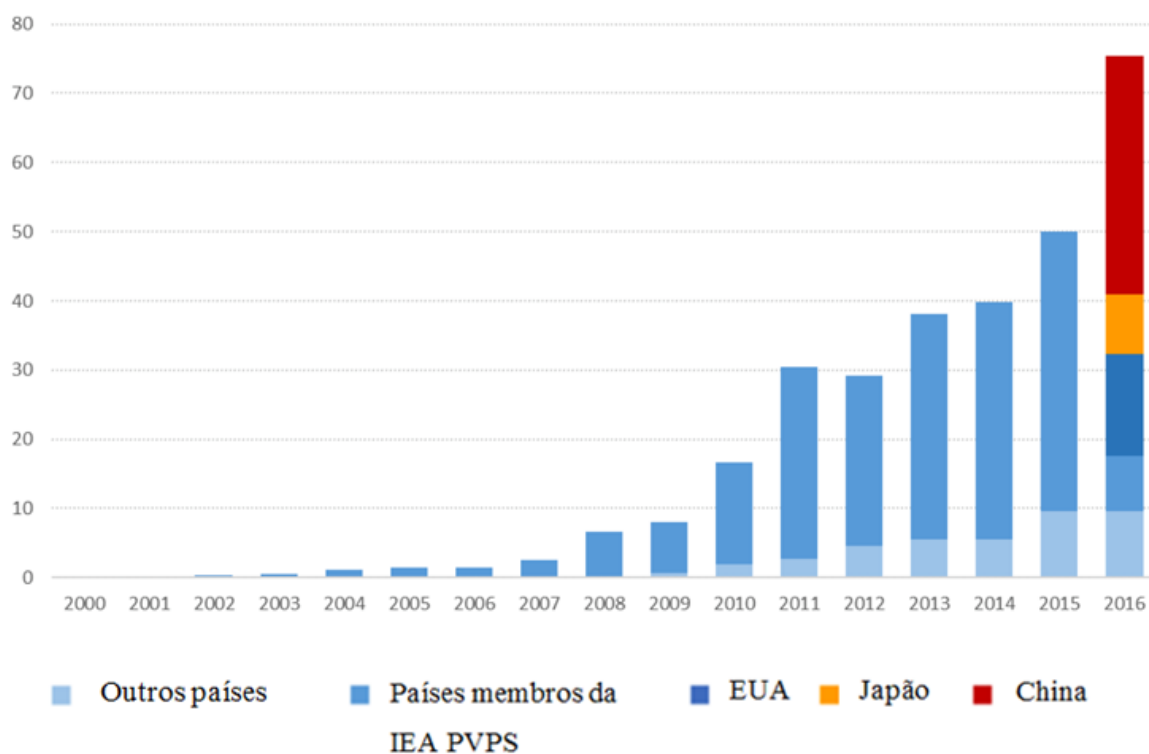


Figura 27. Evolução do potencial instalado fotovoltaico mundial (GW)

Fonte: GTM, 2017

Obs.: Países membros IEA PVPS: África do Sul, Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, China, Coreia, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Holanda, Israel, Itália, Japão, Malásia, México, Noruega, Portugal, Suécia, Suíça, Tailândia e Turquia.

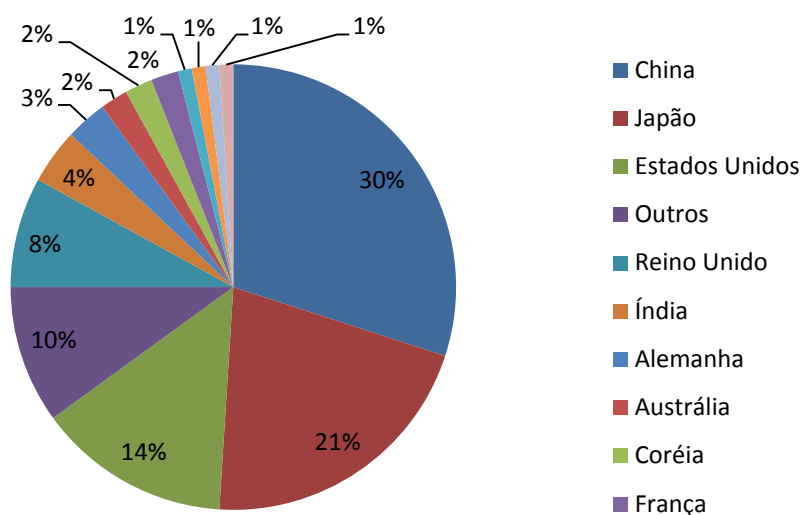


Figura 28. Mercado global fotovoltaico em 2015

Fonte: IEA PVPS, 2016

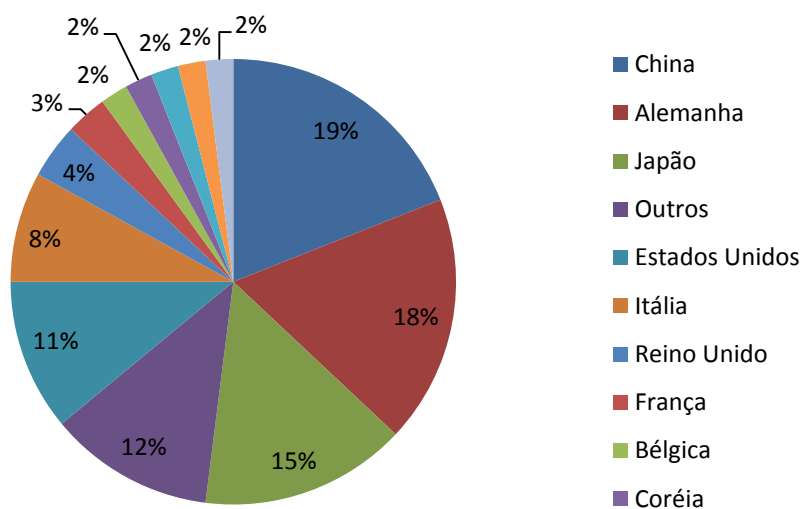


Figura 29. Capacidade instalada fotovoltaica acumulada no final de 2015

Fonte: IEA PVPS, 2016

2.2.2.1 Mecanismos de incentivo utilizados

Para aumentar a inserção e o desenvolvimento, e consequentemente, a competitividade da fonte nos últimos dez anos, o desenvolvimento da energia fotovoltaica

no mundo tem sido impulsionado pelas políticas de incentivo, que visam reduzir a diferença entre o custo da energia convencional e da energia fotovoltaica.

Os países com as maiores parcelas de potência instalada de energia fotovoltaica do mundo tiveram políticas públicas de incentivo no início da expansão da energia fotovoltaica. Esses incentivos são necessários para que a tecnologia ganhe escala em um momento inicial, e poderão ser retirados gradualmente no decorrer do tempo.

Segundo KONZEN (2014), as principais medidas de incentivo à geração fotovoltaica utilizadas mundialmente, que mais se adequam ao consumidor residencial, são:

1. Incentivo direto: o consumidor recebe um benefício direto, visando a redução dos custos iniciais para aquisição do sistema;
2. *Feed-in-Tariff (FIT)*: é o incentivo mais praticado mundialmente. Consiste na compra da energia gerada pelo consumidor (geralmente superior à tarifa praticada pela distribuidora) num contrato de longo prazo (15 a 20 anos), gerando uma receita para o consumidor, diminuindo o tempo de retorno do investimento, tornando-o mais atrativo;
3. *Leasing*: o consumidor faz um contrato de aluguel com uma empresa integradora e paga mensalmente pelo sistema. A grande vantagem desse incentivo é que o consumidor não terá o custo de instalação do sistema;
4. Financiamento com baixas taxas de juros: financiamentos com taxas subsidiadas pelo governo, reduzindo a necessidade de alto capital de entrada e possibilita o pagamento mensal acessível em prazos longos;
5. *Property Assessed Clean Energy (PACE) Financing*: O sistema é financiado pelo município e as parcelas são cobradas através do IPTU do imóvel, em prazos de 10 a 20 anos.
6. Geração Compartilhada: Instituída recentemente no Brasil através da Resolução Normativa 687 da ANEEL, consiste em reunir consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, para uma grande instalação com diversos donos, ou sócios, que possuem cotas do empreendimento e têm direito à parte da geração de energia produzida.
7. Incentivos Fiscais: consiste na isenção ou abatimento de impostos relacionados ou não com os sistemas fotovoltaicos. Um exemplo é isenção

dos impostos incidentes sobre os equipamentos fotovoltaicos como módulos e inversores, ou a redução do imposto de renda para os consumidores que instalem um sistema fotovoltaico em sua residência.

A Figura 30 mostra que 97,1% do mercado global de energia fotovoltaica depende de programas de incentivos, onde o que mais se destaca é o *Feed-in-Tariff*, ou FIT, representando mais de 60% do total, e apenas 6,9% para o programa de net-metering, ferramenta atualmente utilizada para impulsionar geração distribuída no Brasil.

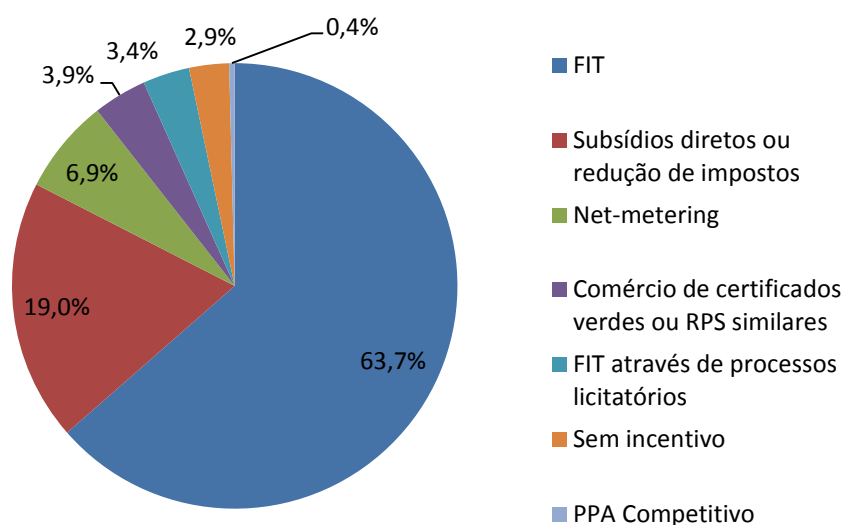


Figura 30. Histórico de participação dos incentivos utilizados no mundo para energia fotovoltaica

Fonte: IEA PVPS, 2016

2.3 Termelétricas Convencionais da matriz elétrica brasileira

As usinas termelétricas (UTE) convencionais operantes na matriz elétrica brasileira utilizam majoritariamente como fonte energética o gás natural, derivados do petróleo e carvão mineral e seus derivados, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6. Combustíveis fósseis utilizados para geração de eletricidade no Brasil.

Fontes utilizadas no Brasil - Fase: Operação				
Fonte Nível 1	Quantidade	Potência Outorgada(kW)	Potência Fiscalizada(kW)	%
Petróleo	2.186	10.398.310	9.967.190	38,14
Carvão mineral	22	3.576.155	3.612.155	13,12
Gás natural	146	13.140.997	12.427.682	48,2
Outros Fósseis	1	147.300	147.300	0,54
Total	2355	27.262.761	26.154.327	100

Fonte: BIG ANEEL, 2016.

A maioria das usinas termelétricas existentes no mundo, a combustíveis fósseis e nucleares, opera de acordo com o ciclo Rankine. A sua maturidade tecnológica faz com que poucas novidades sejam introduzidas no que diz respeito ao ciclo térmico (MME, 2007). A Figura 31 ilustra a potência instalada das usinas termelétricas operantes na matriz elétrica brasileira separadas por região.

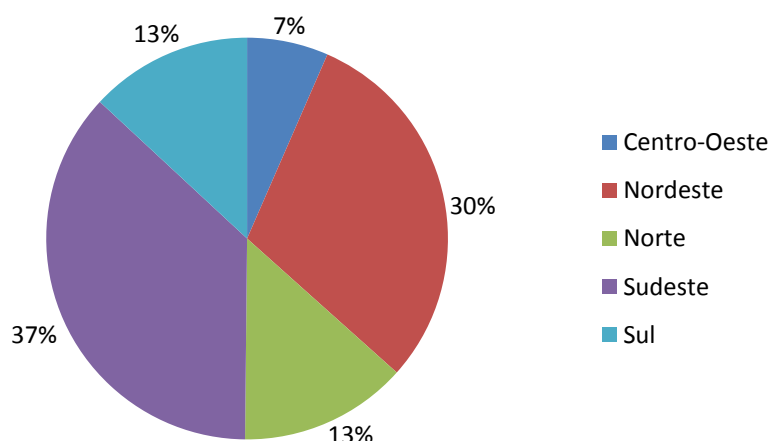


Figura 31. Potência instalada de UTE's convencionais, por região, em 2016.

Fonte: Elaboração própria [BIG ANEEL 2016].

2.3.1 Termelétricas a gás natural

O gás natural é o combustível fóssil que menos emite CO₂ por MWh gerado (GABETTA et. al, 2008). As UTE's a gás natural representam aproximadamente 48% do total de potência instalada das UTE's convencionais no Brasil. Elas estão presentes em sua maioria na região sudeste do país, concentrando 51% do total de potência instalada para esse tipo de geração como é mostrado na Figura 32.

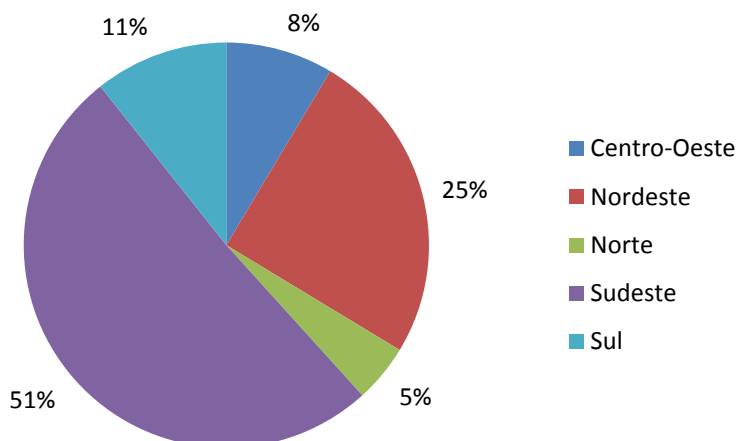


Figura 32. Potência instalada de UTE's a gás natural, por região, em 2016.

Fonte: Elaboração própria [BIG ANEEL 2016].

As tecnologias utilizadas nessa fonte podem ser divididas em três grupos: usinas de ciclo simples, que utilizam a combustão interna para geração de eletricidade, usinas de ciclo combinado que consistem na acoplagem de sistemas térmicos a vapor e gás, e usinas de cogeração que possuem geração combinada de energia eletromecânica e calor (MME, 2007).

As turbinas a gás são máquinas de combustão interna, pela qual é produzida a energia elétrica através do ciclo Brayton que consiste na compressão do ar atmosférico para entrada no sistema de combustão, onde é misturado com o combustível, resultando em gases com alta temperatura que acionam o compressor e a turbina para gerar a energia elétrica (NETO, 2001). Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são lançados na atmosfera, caracterizando o ciclo aberto, conforme Figura 33.

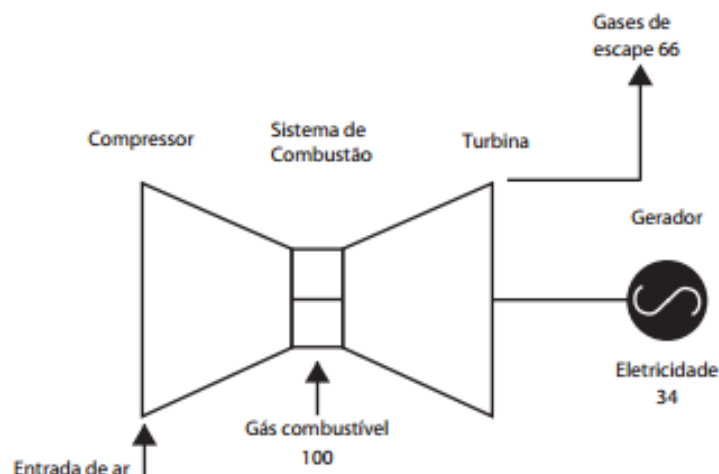


Figura 33. Fluxograma de uma turbina a gás ciclo simples.

Fonte: GasNet.

As usinas térmicas de ciclo combinado, que são mais modernas e eficientes, têm como princípio de funcionamento a utilização conjunta dos ciclos Brayton e Rankine, e consiste na utilização em conjunto de turbinas a gás e a vapor, de modo que a energia térmica contida na descarga em alta temperatura dos gases na turbina a gás seja aproveitada para a geração de vapor, conforme mostra a Figura 34. Enquanto a eficiência das mais modernas turbinas a gás pode chegar a cerca de 38%, as unidades de ciclo combinado apresentam até eficiência superior a 50% (MME, 2007).

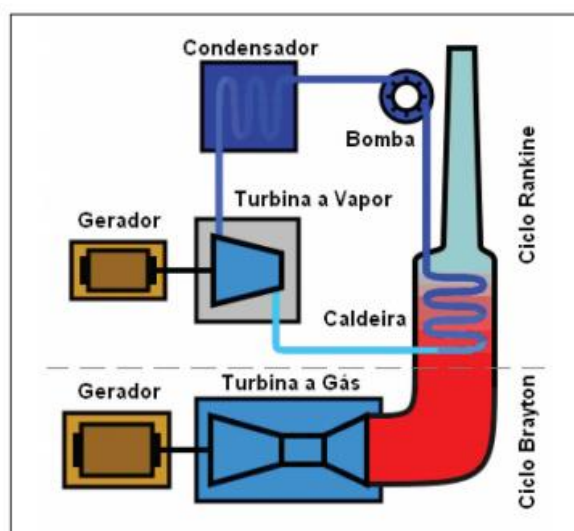


Figura 34. Diagrama esquemático do ciclo combinado.

Fonte: MME, 2007

A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor e energia mecânica, convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada pelos combustíveis. Os sistemas de cogeração podem ser classificados como *topping* e *bottoming* (NETO, 2001).

Na primeira configuração o combustível é queimado primeiramente em uma máquina térmica para produção de energia mecânica ou elétrica e o calor rejeitado é utilizado sob a forma de calor útil em um processo. O calor fornecido pode ser usado em processos variados para aquecimento e refrigeração, conforme pode ser visto na Figura 35 (MME, 2007).

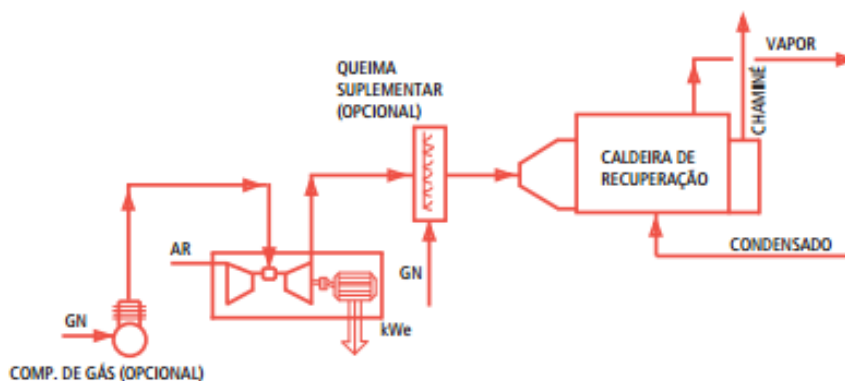


Figura 35. Configuração *topping*.

Fonte: GasNet

Na configuração *bottoming* a energia térmica rejeitada de processos industriais, normalmente através de gases de exaustão provenientes de reações químicas, fornos, fornalhas ou mesmo de uma máquina térmica, é aproveitada em caldeiras recuperadoras para gerar vapor. Este vapor será utilizado como fluido de acionamento em um turbogerador para produzir energia mecânica, como pode ser visto na Figura 36 (MME, 2007).

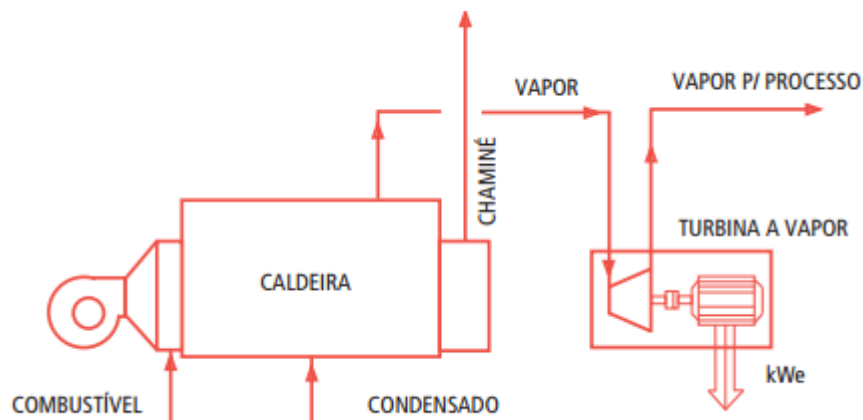


Figura 36. Configuração *bottoming*.

Fonte: GasNet

2.3.2 Termelétricas a derivados de petróleo

As usinas termelétricas a óleo diesel e a óleo combustível, juntas, representam 87,4% do total da potência instalada de térmicas a derivados de petróleo, conforme mostrado na Tabela 7. As termelétricas a diesel no Brasil são predominantemente formadas por pequenos grupos geradores que atendem à demanda de sistemas isolados, principalmente na região Norte. Já as termelétricas a óleo combustível atendem principalmente à demanda de ponta, sobretudo na região Sudeste (MME, 2007).

Tabela 7. Derivados do petróleo utilizados nas termelétricas.

Fonte de Combustíveis Utilizados no Brasil - Operação				
Fonte Nível 2	Quantidade	Potência Outorgada(kW)	Potência Fiscalizada(kW)	%
Óleo Diesel	2.122	4.606.165	4.547.949	44,3
Óleo Combustível	41	4.481.347	4.141.353	43,1
Gás de Refinaria	7	344.370	339.960	3,31
Outros Energéticos de Petróleo	16	966.428	937.928	9,29
Total	2186	10.398.310	9.967.190	100

Fonte: BIG ANEEL, 2016

A potência instalada das UTE's a derivados de petróleo operantes na data do atual estudo estão separadas por região, mostradas na Figura 37.

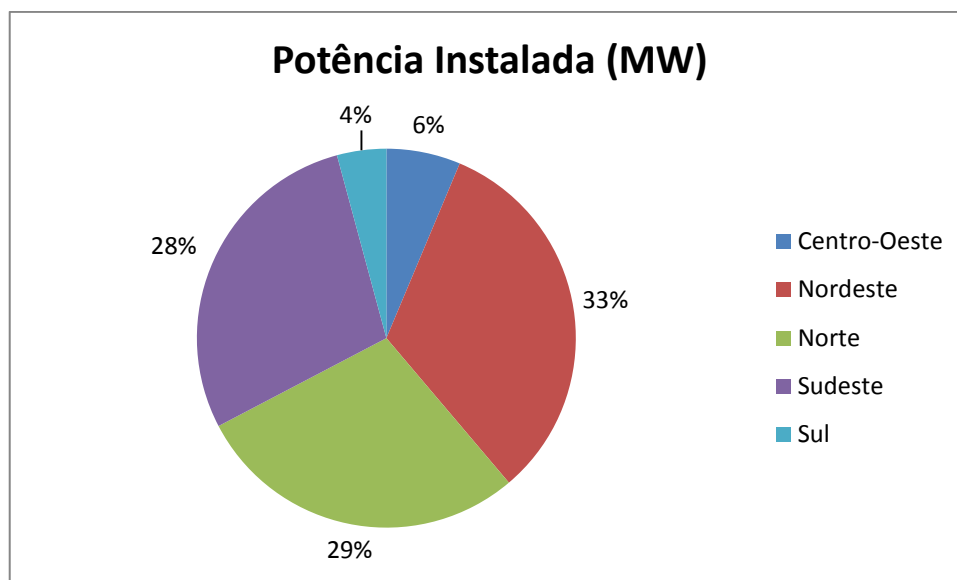


Figura 37. Potência Instalada de UTE's a derivados de petróleo por região em 2016.

Fonte: Elaboração própria [BIG ANEEL 2016].

Os motores de combustão interna – MCI - são máquinas térmicas nas quais a energia química do combustível se transforma em trabalho mecânico, sendo que o fluido de trabalho consiste nos produtos da combustão da mistura ar-combustível. A câmara de combustão e próprio processo de combustão estão integrados ao funcionamento do motor (MME, 2007).

De modo geral, os grupos geradores a diesel são motores a combustão interna (ciclo Diesel), onde o ar é aspirado no cilindro durante a admissão e é comprimido adiabaticamente no período de compressão a uma temperatura e pressão suficientemente alta, de tal maneira que o combustível injetado no final do período queime sem a necessidade de centelha para ignição. Na primeira parte do tempo de combustão, o motor prossegue a uma pressão constante. No tempo restante, ocorre no motor uma expansão adiabática e em seguida o período de descarga que completa o ciclo (XAVIER, 2004).

As máquinas térmicas movidas a óleo combustível utilizam como ciclo termodinâmico o Ciclo de Rankine, ou ciclo vapor. Basicamente, o processo envolve a queima do combustível térmico numa câmara de combustão (caldeira) onde o calor gerado aquece, por radiação e convecção, água em tubos de alta pressão para a produção de vapor. O vapor superaquecido é enviado à turbina, onde se expande e gera o movimento circular que aciona o gerador elétrico. O vapor saído da turbina, em baixa pressão, é resfriado no condensador e bombeado de volta à caldeira, reiniciando o ciclo térmico. Os gases da

combustão, já refrigerados, são lançados à atmosfera em temperatura próxima a 130°C. (MME,2007).

2.3.3 Termelétricas a carvão mineral e seus derivados

O carvão mineral é uma mistura de hidrocarbonetos formada pela decomposição de matéria orgânica durante milhões de anos. De acordo com o Atlas da Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005), esse combustível fóssil é classificado, conforme sua qualidade, em: turfa, de baixo conteúdo carbonífero, que constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; linhito ou lignito, que apresenta teor de carbono que varia de 60% a 75%; carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, que contém entre 75% e 85% de carbono; antracito, o mais puro dos carvões, que apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90% (MME, 2007).

Dados da Agência Internacional de Energia mostram que a produção e o consumo mundial de carvão concentram-se em dois tipos do mineral, o betuminoso/sub-betuminoso e o lignito. O primeiro, de maior valor térmico, é o mais comercializado internacionalmente. O valor térmico do lignito é bem menor e, por isso, é mais utilizado para geração termelétrica local (EPE, 2016).

No Brasil não é diferente, são utilizados os dois tipos de carvão mineral para geração de energia elétrica: lignito e o betuminoso/sub-betuminoso (EPE, 2016). O lignito tem origem das minas nacionais, localizadas na região sul do Brasil, enquanto o betuminoso/sub-betuminoso pode ser de origem nacional ou importada.

Segundo registros do Sumário Mineral (DNPM, 2014), os principais parceiros comerciais do Brasil na importação de carvão são os Estados Unidos (39%), Austrália (22%), Colômbia (12%), Canadá (9%) e a África do Sul (5%). No caso específico para geração elétrica, o carvão utilizado nas usinas térmicas nacionais tem origem colombiana (EPE, 2016).

De acordo com o Banco de Informação de Geração da ANEEL, o Brasil possui 13 usinas termelétricas que operam a carvão mineral sólido que representam 93,75% da potencia instalada total de carvão mineral. De acordo com EPE, 2016, e com pesquisas realizadas nas páginas internet das empresas proprietárias das usinas, concluiu-se que das 13 usinas, 6 são usinas termelétricas a carvão betuminoso/sub-betuminoso e 7 são usinas termelétricas a lignito, como mostra a Tabela 8.

Todas as termelétricas que utilizam o carvão mineral nacional estão localizadas na região sul do país, onde está concentrado o potencial carbonífero do Brasil. Das 26 minas de carvão mineral brasileiras, 4 são classificadas como de grande porte, 19 de médio porte e 3 de pequeno porte de acordo com o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). A maioria do carvão mineral brasileiro é de baixa qualidade por apresentar baixo poder calorífico, elevado teor de cinzas e de enxofre, assim somente é utilizado nas termelétricas locais que se fundaram devido à proximidade das minas (EPE, 2016), conforme mostrado na Tabela 8.

Tabela 8. Usinas termelétricas à carvão mineral operantes no Brasil

Usina	Potência Fiscalizada (kW)	Origem do Carvão	Região	Tipo de Carvão
Porto do Pecém I (Antiga MPX)	720274	Importado	Nordeste	Betuminoso/Sub-Betuminoso
Presidente Médici A, B	446000	Nacional	Sul	Lignite
Porto do Pecém II	365000	Importado	Nordeste	Betuminoso/Sub-Betuminoso
Jorge Lacerda IV	363000	Nacional	Sul	Lignite
Porto do Itaqui (Antiga Termomaranhão)	360137	Importado	Nordeste	Betuminoso/Sub-Betuminoso
Candiota III	350000	Nacional	Sul	Lignite
Jorge Lacerda III	262000	Nacional	Sul	Lignite
Jorge Lacerda I e II	232000	Nacional	Sul	Lignite
Alunorte	103854	Importado	Norte	Betuminoso/Sub-Betuminoso
Alumar	75200	Importado	Nordeste	Betuminoso/Sub-Betuminoso
Charqueadas	72000	Nacional	Sul	Lignite
São Jerônimo	20000	Nacional	Sul	Lignite
Figueira	20000	Nacional	Sul	Betuminoso/Sub-Betuminoso

Fonte: Elaboração própria [EPE, 2016].

Tabela 9. Características do carvão nacional

UF	Mina	Poder Calorífico (kcal/kg)	Carbono (% m/m)	Cinzas (% m/m)	Enxofre (% m/m)
PR	Cambuí (sub-betuminoso)	4850	30,0	45,0	6,0
	Sapopema (sub-betuminoso)	4900	30,5	43,5	7,8
SC	Barro Branco (linhito)	2700	21,4	62,1	4,3
	Bonito (linhito)	2800	26,5	58,3	4,7
RS	Candiota (linhito)	3200	23,3	52,5	1,6
	Santa Teresinha (sub-betuminoso)	3800-4300	28,0 - 30,0	41,0 - 49,5	0,5 - 1,9
	Morungava/Chico Lomã (sub-betuminoso)	3700-4500	27,5 - 30,5	40,0 - 49,0	0,6 - 2,0
	Charqueadas (linhito)	2950	24,3	54,0	1,3
	Leão (linhito)	2950	24,1	55,6	1,3
	Iruí (linhito)	3200	23,1	52,0	2,5
	Capané (linhito)	3100	29,5	52,0	0,8

Nota: Porcentagem de matéria mineral = %mm

Fonte: SATC, 2014

O carvão mineral de melhor qualidade classificado como betuminoso/sub-betuminoso representa 26,20% do total das reservas de carvão mineral brasileiras. Assim como o carvão importado possuem a mesma classificação, porém com características consideravelmente diferentes, como mostrado na Tabela 10.

Tabela 10. Propriedades de alguns carvões internacionais

Propriedades	Austrália	África do Sul	Colômbia	EUA
Poder Calorífico (kcal/kg)	5.370,00	6.760,00	7000-8000	6378-7728
Umidade (%)	6,90	4,30	2,0-7,0	nd*
Voláteis (%)	24,80	35,30	34-39	38,10
Carbono (%)	44,30	50,30	nd*	64,2-77,4
Cinzas (%)	24,00	10,10	1,0-6,0	7,5-19,8
Enxofre (%)	0,40	0,70	0,35-1,0	1,0-2,5

*Não definido

Fonte: SATC, 2014

A participação das termelétricas a carvão mineral e seus derivados na matriz elétrica é pequeno quando comparadas às outras UTE convencionais, com apenas 23 usinas e 13% do potencial total das UTE convencionais (ANEEL, 2016). A Figura 38

mostra a potência instalada desse tipo de UTE, por regiões.

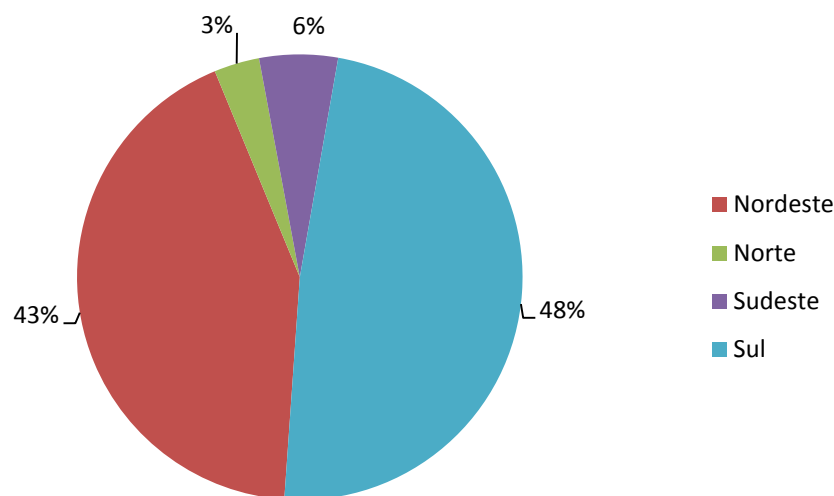


Figura 38. Potência Instalada de UTE's a carvão mineral e derivados por região em 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG ANEEL 2016.

A geração de eletricidade por meio da combustão do carvão mineral é caracterizada por altas emissões de óxidos de enxofre (SO_x), óxidos de nitrogênio (NO_x), CO₂ e materiais particulados. É necessário um tratamento caro e complexo a fim de reduzir as emissões e mitigar seus efeitos. Tecnologias limpas para o uso do carvão já vêm sendo desenvolvidas para que a tecnologia consiga atender às legislações ambientais e para manter a competitividade dessa fonte energética.

Boa parte das termelétricas a carvão mineral atualmente em operação usa um único ciclo termodinâmico, o de Rankine, assim como as outras termelétricas mencionadas no presente trabalho. Segundo MME, 2007, o procedimento geral para a queima do carvão em térmicas consiste nas seguintes etapas:

- O carvão é levado às usinas e acumulado em pilhas;
- Por meio de correias transportadoras, o carvão segue ao setor de preparação de combustível, o que inclui uma trituração preliminar e uma etapa de pulverização nos moinhos;
- O carvão, na granulometria requerida, é armazenado em silos;
- Dos silos, o carvão é enviado para a sua queima na fornalha da caldeira, sendo ali injetado por meio de queimadores.

É gerado um vapor superaquecido que é fornecido à turbina. Esse vapor condensa

nas superfícies do tubo do condensador, sendo o calor latente removido utilizando a água de resfriamento de uma fonte fria que é levada ao condensador pelas bombas de circulação. O condensado, logo após as bombas, passa pelo aquecedor de baixa pressão, o desaerador, a bomba de alimentação e os aquecedores de alta pressão, retornando de novo para a caldeira, fechando o ciclo (MME, 2007).

As principais tecnologias usadas para geração de eletricidade e descritas nos itens a seguir, são (CARVALHO, 2005): Carvão Pulverizado (PF); Usinas Supercríticas e Ultra Supercríticas (Supercritical & Ultra supercritical Power Plant Technologies); Combustão em Leito Fluidizado, a Pressão Atmosférica (AFBC, do inglês *Atmospheric Fluidized Bed Combustion*) e com Pressurização (PFBC, do inglês *Pressure Fluidized Bed Combustion*); Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC, do inglês *Integrated gasification combined cycle*).

Dentre as tecnologias existentes, a mais difundida e utilizada nas usinas termelétricas em operação é a de carvão pulverizado, que permite a queima de carvões de baixa qualidade. A fim de tornar a queima mais limpa pode-se complementar o carvão pulverizado com sistemas modernos de controle de NO_x, de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado. Os sistemas de FGD podem utilizar calcário ou amônia como absorventes, possibilitando a remoção de até 96% do enxofre e de até 99,99% do material particulado (MME, 2007).

2.3.4 Custo da energia térmica

O custo nivelado (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*) é o custo total para a produção de um MWh de eletricidade, levando em consideração os custos de investimento e de geração (operação e manutenção e consumo de combustível), a vida útil do empreendimento e uma taxa de desconto que reflita os interesses de remuneração do capital dos investidores. O LCOE das termelétricas a combustíveis fósseis está representado na Tabela 11:

Tabela 11. Custos Nivelados para geração termelétrica a combustíveis fósseis

Fonte		Custo	
		US\$/MWh	R\$/MWh
Carvão Mineral*	Nacional	83-111	263-354

	Importado	84-108	266-342
Gás Natural*	Ciclo Simples	127-140	403-445
	Ciclo Combinado	84-90	267-286
Petróleo**	Óleo Diesel	159,54	507,33
	Óleo Combustível	188,38	599,05

* Fonte: EPE, 2016

**Fonte: ANEEL e ONS

2.4 Geração Distribuída

O conceito de Geração Distribuída se apresenta de diversas formas na literatura. Segundo Pepermans et al (2005), CIGRÉ (Conseil International des Grandes Réseaux Électriques) define geração distribuída como uma geração com capacidade máxima entre 50 e 100 MW, conectada à rede de distribuição e não planejada nem despachada de maneira centralizada. O IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) define como geração suficientemente menor que a geração centralizada de maneira que a conexão pode ser feita perto da carga. Para o caso brasileiro, o PRODIST define geração distribuída como centrais de qualquer potência conectadas à rede de distribuição, operando de forma isolada ou em paralelo e despachadas ou não de maneira centralizada (ANEEL).

Esse modelo de geração de energia traz algumas vantagens se comparada ao modelo de geração centralizada tradicional. O modelo de geração de energia elétrica centralizada traz consigo perdas na rede devido às longas distâncias entre os locais de geração e consumo. As perdas juntamente com os crescentes problemas ambientais causados pelas formas tradicionais da geração de energia, como as grandes hidrelétricas e as térmicas movidas a combustíveis fósseis, fez com que se intensificasse a procura por alternativas para a geração de energia.

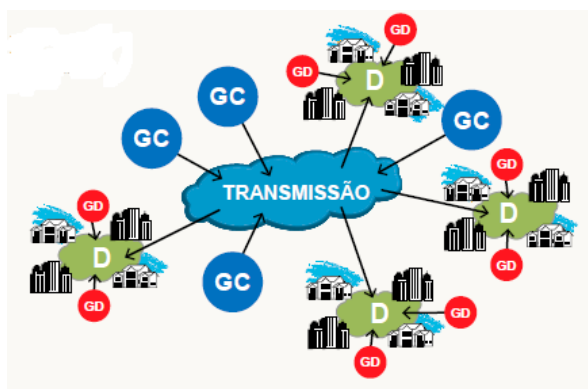


Figura 39. Geração distribuída versus geração centralizada.

Fonte: ABREU et al., 2010

A GD estimula a produção de energia através de fontes renováveis, tais como biomassa de resíduos agrícolas, biomassa de resíduos florestais, resíduos sólidos urbanos, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), geradores eólicos, células fotovoltaicas, células combustíveis, entre outras. Existem as tecnologias cuja fonte de combustível é o combustível fóssil, como motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução e microturbinas a gás, porém o momento é de incentivo às tecnologias renováveis, tendo em vista a crescente preocupação com o meio ambiente e as mudanças climáticas.

2.5 Marcos legais

- Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015 da ANEEL

A Resolução Normativa 482 (RN 482) foi homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 17 de abril de 2012 e estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica do Brasil. A RN 482 definiu:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW, que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 100kW e menor ou igual a 1MW, que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de unidades consumidoras.

Em novembro de 2015, foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 687, uma revisão da RN 482 com objetivo de facilitar o aceso à geração distribuída, tendo como principais alterações:

- ✓ Alteração nas definições de micro e minigeração distribuída, que passaram a vigorar com as seguintes redações:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75kW, e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de unidades consumidoras;
- ✓ Estabelecimento das modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada: viabilizando a geração em terrenos afastados do local de consumo (mas ainda na área da mesma distribuidora) e para vizinhos que queiram participar do sistema de compensação de energia;
- ✓ Possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais;
- ✓ Sistemas de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e jurídicas);
- ✓ Ampliação da potência máxima de 1 MW para 5 MW;
- ✓ Ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses;
- ✓ Redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras;
- ✓ Padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional;
- ✓ Submissão e acompanhamento de novos pedidos pela internet a partir de 2017.

A atualização da RN 482 é fundamental para a expansão da micro e minigeração distribuída na matriz elétrica brasileira.

- Convênio CONFAZ ICMS 16/2015

O Convênio CONFAZ ICMS 16/2015 foi determinante para expansão da microgeração distribuída no Brasil. O convênio revogou o CONFAZ ICMS 6, de 05 de abril de 2013, que estabelecia que o ICMS apurado teria como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador, isto é, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês.

Dessa forma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no

mês, tornando o investimento mais atrativo.

Até o presente momento, vinte e dois estados brasileiros mais o Distrito Federal já participam do convênio, são eles: Acre, Alagoas, Amapá, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins.

- Lei nº 13.169/2015

Com relação à apuração do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, não existia até outubro de 2015 uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança para os casos de micro e minigeração distribuída.

No entanto, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, resultado de várias gestões da ANEEL junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída.

- Projeto de Lei 8.322/14

Está em tramitação na Câmara dos Deputados do Senado, cujo parecer já fora aprovado pela comissão de Minas e Energia (CME) e pela comissão de Finanças e Tributação (CTF), que isenta do imposto sobre importação os equipamentos e componentes de geração elétrica de fonte solar, diminuindo ainda mais os preços dos módulos FV no Brasil.

2.6 Avaliação do Ciclo de Vida

Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma ferramenta de avaliação de impacto ambiental que estuda os aspectos ambientais ao longo da vida útil de processos ou produtos. Todos os aspectos do ciclo de vida do produto são considerados: extração,

fabricação, distribuição, operação (ou utilização) e descarte, em outras palavras é uma análise “do berço ao túmulo” (PRÉ, 2013).

A ACV consegue quantificar as emissões de GEE de forma ampla e completa, indo além das emissões causadas somente pela geração de eletricidade. A ACV inclui as etapas de planejamento, construção e operação até desativação das instalações da usina, assim como as etapas de extração, processamento e utilização da matéria-prima e combustível (MIRANDA, 2012).

Segundo a norma ISO 14040:2006, a avaliação do ciclo de vida deve incluir a definição de objetivo e escopo, análise de inventário, de impactos e interpretação de resultados, conforme ilustrado na Figura 40.

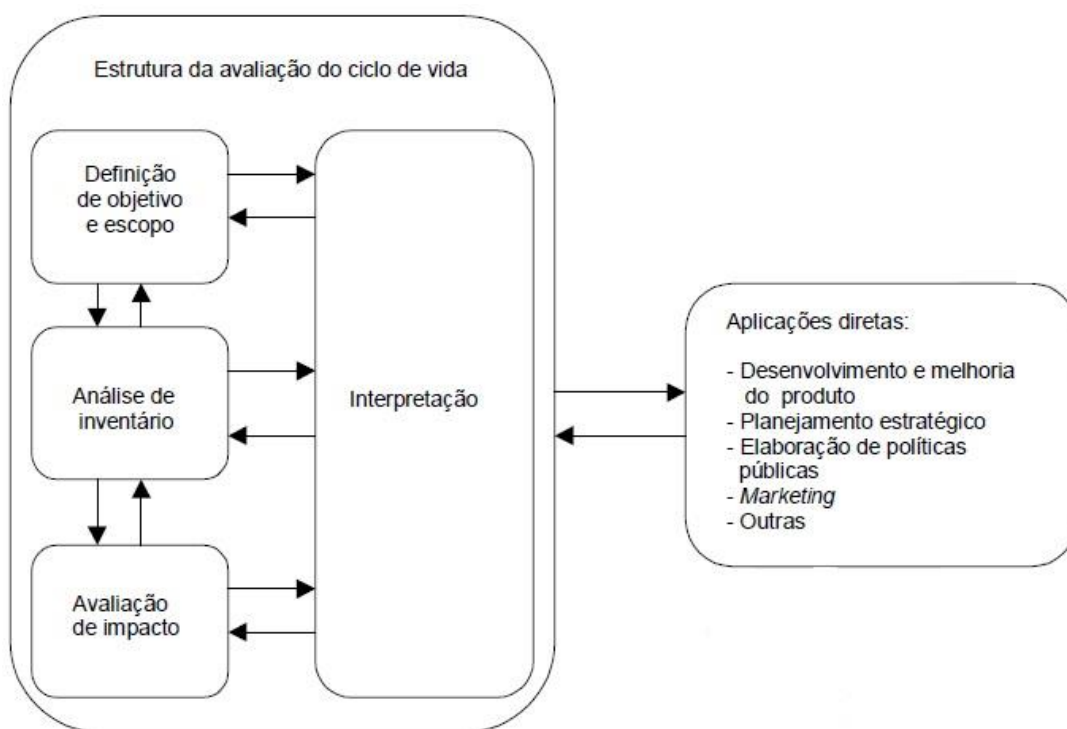


Figura 40. Fases de uma ACV.

Fonte: ISO 14040:2006

- Para a definição do objetivo deve-se declarar a aplicação pretendida, e as razões para sua condução e seu público-alvo;
- Para definição do escopo deve-se identificar e definir o objeto de análise e limitá-lo para incluir o que é significativo;
- Análise do Inventário: segundo a ISO 14041, envolve a coleta de dados e os

procedimentos de cálculo, a fim de quantificar: as entradas de energia, de matéria-prima, auxiliares e outras entradas físicas; e os produtos e as emissões atmosféricas, os efluentes líquidos, os resíduos sólidos e outros aspectos ambientais;

- **Avaliação do Impacto:** Nessa etapa, é calculado o impacto ambiental gerado durante o ciclo de vida do produto ou processo em questão. Para isso, são selecionadas categorias de impacto em que se utilizam indicadores para quantificar emissões, uso de recursos e demais impactos de acordo com as categorias escolhidas. A NBR ISO 14040 afirma que a avaliação de impacto deve conter, no mínimo, estas três etapas: seleção de categorias, classificação e caracterização. Existem diversas categorias de impacto ambiental utilizados nos métodos de ACV. Na classificação deve ser feita a alocação dos resultados da análise de inventário nas categorias de impacto, correlacionando os resultados do ICV a estas e, assim, os dados obtidos no inventário serão agrupados e classificados entre as categorias selecionadas. Na caracterização os dados atribuídos às categorias serão trabalhados de forma a indicar um valor numérico, a fim de determinar parâmetros de equivalência para diferentes substâncias ou processos;
- **Interpretação:** Essa é a fase da ACV, em que os resultados obtidos nas fases anteriores são avaliados de acordo com os objetivos propostos no início da análise. Embora todo o processo de levantamento de dados, montagem de fluxos de massa e energia e cálculo de impacto já tenham sido executados, a interpretação constitui uma fase de grande importância no estudo ACV. É nela que são conferidos e avaliados os resultados de forma que pontos críticos sejam identificados, possibilitando a implementação de estratégias de melhorias como substituição e recuperação de materiais e a reformulação ou substituição de processos, visando à preservação ambiental.

Segundo (FTHENAKIS e KIM, 2010), as fases do ciclo de vida da energia fotovoltaica envolvem (1) a produção de matérias-primas, (2) o seu processamento e purificação, (3) a fabricação de módulos e componentes do *balance of system* (BOS), (4) a instalação e uso dos sistemas, e (5) seu descomissionamento e eliminação ou reciclagem. As fases mais críticas do ciclo de produção dos módulos fotovoltaicos são a transformação

do silício metálico em silício solar e a montagem do painel. O primeiro se caracteriza pelo grande consumo de eletricidade, mesmo que seja utilizada a mais eficiente tecnologia de conversão, e a segunda por utilizar materiais de grande intensidade energética: estruturas de alumínio e coberturas de vidro (STOPPATO, 2006). O impacto ambiental de módulos fotovoltaicos é um tópico amplamente estudado, geralmente avaliado utilizando a metodologia de Análise de Ciclo de Vida, sendo o silício a tecnologia mais estudada (GERBINET et al., 2014).

(LU, et al., 2012) avalia o impacto ambiental e, portanto, a sustentabilidade real, de um sistema fotovoltaico monocristalino de 1,8 kWp sem baterias de chumbo-ácido e compara à produção de eletricidade centralizada existente e à grupos geradores de diesel descentralizados. Os impactos ambientais da energia fotovoltaica são comparados ao mix existente de geração de eletricidade a combustíveis fósseis.

Uma avaliação do ciclo de vida na produção de eletricidade a partir do carvão foi realizada por (SPATH et al., 1999) para examinar os aspectos ambientais dos sistemas de caldeiras de carvão pulverizado. Outro estudo (ATILGAN, 2013) realizou o ACV da geração de eletricidade de usinas de energia a combustíveis fósseis na Turquia.

Uma revisão sistemática e harmonização da literatura de ACV da geração de eletricidade a partir de gás natural produzido convencionalmente foi realizada por (O'DONOUGHUE et al., 2014), com foco em estimativas de gases de efeito estufa (GEEs) emitidos no ciclo de vida da geração de eletricidade a partir de sistemas de turbinas de combustão de ciclo simples e de ciclo combinado.

2.7 Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

Como já explicitado anteriormente, a regulamentação de compensação de energia elétrica adotada no Brasil, o *net-metering*, instituída pela Resolução Normativa ANEEL 482/2012, não permite a venda do excedente de energia elétrica produzida pelo SFCR para a distribuidora, sendo o excedente transformado em crédito energético. Nesses casos em que a energia gerada é maior do que a consumida, a distribuidora cobrará, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor no do grupo B (baixa tensão), objeto do estudo.

Devido a esse fato, pode não ser lucrativo dimensionar um SFCR para atender 100% da demanda da residência, no caso de não ter como objetivo abater os créditos

energéticos de outra unidade consumidora. Para o presente estudo foi considerado que o SFCR produziria energia elétrica somente para a própria unidade produtora-consumidora, logo do consumo médio diário anual foi descontado custo de disponibilidade.

Para determinar a potência do sistema fotovoltaico pode ser utilizada a Equação 1, descrita em GTES (2014):

$$P_{FV} = \frac{C/PR}{HSP_{ma}} \quad (1)$$

Onde,

P_{FV} - Potência de pico do painel FV (Wp);

C – Consumo diário médio anual (Wh/dia);

PR – Taxa de Desempenho (adimensional);

HSP_{ma} – Média diária anual das Horas de Sol Pleno incidente no plano do painel FV (horas).

A base de dados utilizada para a média diária de horas de sol pleno foi o Potencial Energético Solar – *SunData*, do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Ele fornece a irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional nos planos horizontal e para planos inclinados com três ângulos diferentes. Para o escopo do trabalho foi adotado o valor da irradiação solar para o ângulo igual à latitude, pois essa angulação se aproxima bastante da angulação que produz a máxima energia anual. As médias de irradiação solar diária em plano inclinado, com angulação igual à latitude, das cidades analisadas estão representadas na Tabela 12 .

Tabela 12. Irradiação solar diária média em plano inclinado

Cidade	Irradiação solar diária média	
	kWh/m ² .dia	kWh/m ² .ano
Aracajú	5,51	2.011,15
Belém	5,05	1.843,25
Belo Horizonte	4,55	1.660,75
Boa Vista	4,93	1.799,45
Campo Grande	5,13	1.872,45
Cuiabá	5,23	1.908,95

Distrito Federal	5,13	1.872,45
Fortaleza	5,57	2.033,05
Goiânia	5,20	1.898,00
João Pessoa	5,51	2.011,15
Macapá	5,05	1.843,25
Maceió	5,39	1.967,35
Natal	5,66	2.065,90
Palmas	5,12	1.868,80
Porto Velho	4,62	1.686,30
Porto Alegre	4,72	1.722,80
Recife	5,71	2.084,15
Rio Branco	4,52	1.649,80
Rio de Janeiro	4,27	1.558,55
Salvador	5,29	1.930,85
São Luís	4,92	1.795,80
São Paulo	4,15	1.514,75
Teresina	5,52	2.014,80

Fonte: CRESESB, 2017

A taxa de desempenho do sistema fotovoltaico (PR, do inglês *Performance Ratio*), é a relação entre a produtividade final do sistema e a de referência. A produtividade final do sistema é a relação entre a energia gerada, de fato, pelo sistema e a potência nominal do gerador fotovoltaico. Enquanto a produtividade de referência representa o número de horas equivalentes de irradiância igual a 1000 W/m² (NAKABAYSHI, 2014), também podendo ser chamado de Horas de Sol Pleno (HSP). Segundo GTES (2014), uma taxa de desempenho (PR) entre 70 e 80% pode ser obtida nas condições de radiação solar no Brasil, foi adotado então uma PR de 75%.

Outro conceito importante para dimensionamento do SFCR é o Fator de Capacidade (FC). Ele representa a relação entre a energia efetivamente produzida por um sistema e a produção que teria se tivesse funcionado em sua capacidade nominal durante o período, e pode ser calculado pela Equação (2).

$$FC = \frac{HSP_{ma} \times PR}{(t_2 - t_1)} \quad (2)$$

Onde,

FC – Fator de capacidade (adimensional);

HSP_{ma} – Média diária anual das Horas de Sol Pleno incidente no plano do painel FV (horas);

PR – Desempenho Global do Sistema (adimensional);

(t₂-t₁) – Período analisado (horas).

Por fim, para estimar a energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico do SFCR foram utilizadas as equações a seguir, apresentadas por NAKABAYASHI (2014):

$$E = P_{FV} \times FC \times 8760 \times (1 - d)^n \quad (3)$$

Onde,

E – Energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh);

P_{FV} – Potência Nominal do sistema fotovoltaico (kWp);

FC – Fator de Capacidade (adimensional);

d – redução anual de produtividade do sistema FV (adimensional);

n – Ano em análise.

Os fabricantes que atendem a padrões internacionais de qualidade tipicamente garantem formalmente que, nas condições de teste padrão (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), seus módulos terão no mínimo 80% da potência nominal depois de 25 anos, o que equivale a uma média geométrica anual de 0,9% (MONTENEGRO, 2013). Jordan e Kurtz (2012), ao realizar uma análise histórica dos estudos de degradação nos últimos 40 anos, envolvendo quase duas mil taxas de degradação, concluíram que a média foi de 0,8% e mediana de 0,5%. Foi considerado então o valor de 0,8% para depreciação anual de produção do sistema fotovoltaico.

2.8 Conceitos de Viabilidade de Projeto

Diversos fatores devem ser considerados quando analisamos a viabilidade econômica e financeira de um SFCR. De modo geral, pode-se dizer que as seguintes

variáveis afetam o retorno financeiro sobre o investimento em um SFCR:

- Tarifa de energia elétrica, assim como a inflação energética;
- Irradiação solar local;
- Tributação sobre a energia elétrica;
- Taxa de câmbio;
- Características do SFCR.

Para determinar a viabilidade econômica dos SFCR, foram utilizados três métodos (indicadores) bastante disseminados da matemática financeira: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de retorno do investimento descontado (*payback* descontado).

O VPL é a soma de todos os fluxos de caixa representados em valor presente até o fim do período em análise, ele corresponde ao lucro de um investimento. Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros. Ele é expresso pela Equação (4):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FCx_t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

Onde, I é o investimento inicial, FCx_t é o fluxo de caixa líquido na data “ t ”, “ i ” é a taxa de retorno anual do investimento, ou taxa mínima de atratividade, “ t ” é o tempo de vida útil do projeto, em anos.

Para que um projeto seja considerado economicamente viável, o valor do VPL deve ser positivo, indicando que as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial de um determinado projeto. Ela é calculada igualando a equação do VPL à zero, Equação (5):

$$VPL = -I_0 + \frac{FCx_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FCx_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FCx_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FCx_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (5)$$

A TIR é uma medida relativa – expressa em percentual – que demonstra o quanto

rende um projeto de investimento, considerando a mesma periodicidade dos fluxos de caixa do projeto, ou seja, ela representa um percentual de rentabilidade do projeto que está sendo analisado. Se o valor encontrado for superior às taxas obtidas em diferentes aplicações financeiras, o investimento é interessante. É definida por (6):

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FCx_t}{(1 + TIR)^t} \quad (6)$$

A terceira ferramenta abordada para análise do investimento é o tempo de retorno sobre o investimento, ou *payback*, que é o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado do projeto se torne positivo. Existe o *payback* simples e o descontado, o primeiro não leva em consideração taxa de juros, inflação ou custo de oportunidade no período, normalmente é utilizado por sua simplicidade de cálculo, já o *payback* descontado apresenta um valor mais confiável e realista. No presente trabalho foi calculado somente o *payback* descontado.

2.9 Paridade Tarifária

A paridade tarifária dos sistemas fotovoltaicos distribuídos se dá a partir do momento que o custo da energia elétrica gerada pelos SFCR se equipara à tarifa praticada pelas distribuidoras de energia elétrica. Para isso é utilizada a metodologia do custo nivelado da energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). O LCOE é frequentemente utilizado como um conveniente indicador da competitividade global das diferentes tecnologias de geração elétrica, pois permite a comparação de várias tecnologias com vida útil, potência, custos de operação e manutenção (O&M) e combustíveis diferentes. Ele representa o custo por megawatt-hora da construção e operação da planta de geração elétrica ao longo de seu ciclo de vida (EIA, 2015).

Os principais dados para o cálculo LCOE incluem os custos financeiros, custos de combustível, operação e manutenção (O&M), custos de financiamento, e uma taxa de utilização estimada para cada tipo de planta. De forma simplificada, segundo ZILLES et al. (2012) o LCOE pode ser definido de acordo com a Equação (7) :

$$C = \left[\frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} + OM \right] \times \frac{Inv}{8,76 \times FC} \quad (7)$$

Onde:

C – Custo da energia produzida pelo sistema (R\$/MWh);

r – Taxa de desconto anual considerada para o investimento (%);

n – Tempo de vida útil do investimento (anos);

OM - gastos com operação e manutenção (valor adimensional: 1% = 0,01);

Inv – Investimento inicial do sistema (R\$/kWp);

FC – Fator de Capacidade esperado para o sistema (valor adimensional).

2.10 Gasto Extra para Incremento Energético

Devido à crise hídrica instaurada no ano de 2012, o Brasil optou por suprir o déficit de energia elétrica através das termelétricas a combustíveis fósseis. A segurança energética é uma preocupação inquestionável dos tomadores de decisão do governo e esse tipo de geração de energia elétrica garante confiança no suprimento de energia dando assim confiabilidade no sistema elétrico brasileiro, porém a um alto custo.

Segundo (MOTA, 2014), desde os reajustes de 2012 (corrigidos posteriormente para contemplar as mudanças trazidas pela revisão extraordinária de 24 de Janeiro de 2013) até os reajustes normais ocorridos em 2014, período que foi registrado o maior incremento de geração termelétrica convencional, segundo histórico de geração disponível no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), foram gastos aproximadamente R\$20,7 bilhões que não deveriam ter sido gastos se o custo da energia tivesse aumentado de maneira proporcional à inflação acumulada dentro dos períodos de reajuste/revisão analisados.

Esse valor considera somente gastos referentes à aquisição da energia por parte das distribuidoras. A fim de incluir gastos com encargos financeiros, transporte, subsídios, entre outros, utilizou-se a divisão por um fator 0,65, considerado pelo autor um valor bastante conservador, obtendo o valor de aproximadamente R\$31,8 bilhões. O autor desta dissertação estima que apenas R\$15 bilhões seriam necessários na contratação de energia para atender a substituição das hidrelétricas e o aumento de demanda, se os preços tivessem aumentado apenas de acordo com a inflação acumulada.

Esse montante leva em consideração somente o que foi custeado pelos consumidores diretamente. Devem-se incluir também os custos de repasse direto de verba do governo para as concessionárias, também pago pela população indiretamente através de impostos e encargos.

PEREIRA (2014) estimou esse valor em R\$21,2 bilhões para os anos de 2013 e 2014.

2.11 Custo Total do Acréscimo

O gasto total com o acréscimo de energia termelétrica é equivalente ao custo de compra ao preço médio normal do mercado (preço anterior acrescido da inflação) somado aos gastos extras observados, pois o autor afirma que esses gastos extras se devem a esse acréscimo. O custo total do acréscimo é definido por (MOTA, 2014) pela Equação (8).

$$Custo_{Acréscimo} = \sum_{2013}^{2014} (MWh_{Acréscimo} \times Preço_1 \times (1 + i)) + \text{Gasto Extra} \quad (8)$$

Onde,

$Custo_{Acréscimo}$ = Custo total do acréscimo de energia termelétrica na contratação;

$MWh_{Acréscimo}$ = Montante de energia elétrica acrescida no período (2013 e 2014);

$Preço_1$ = Custo da energia no período anterior (2012);

i = Inflação acumulada dentro do período de análise;

Gasto Extra = Gasto extra de aquisição.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 ANÁLISE AMBIENTAL

A análise ambiental do presente estudo foi realizada através da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) utilizando o aplicativo computacional SimaPro[®], software amplamente utilizado para realização de ACV de produtos e processos, que segue as recomendações da ISO 14040, que dispõe dos princípios gerais da ACV e da ISO 14044 que dispõe dos requerimentos e diretrizes da ACV (PRÉ, 2013).

A unidade funcional adotada foi o MWh e a base de dados utilizada foi o Ecoinvent v3 (versão 3) disponível no software SimaPro[®]. A Figura 41, Figura 42 e Figura 43 ilustram o *layout* do software SimaPro[®].

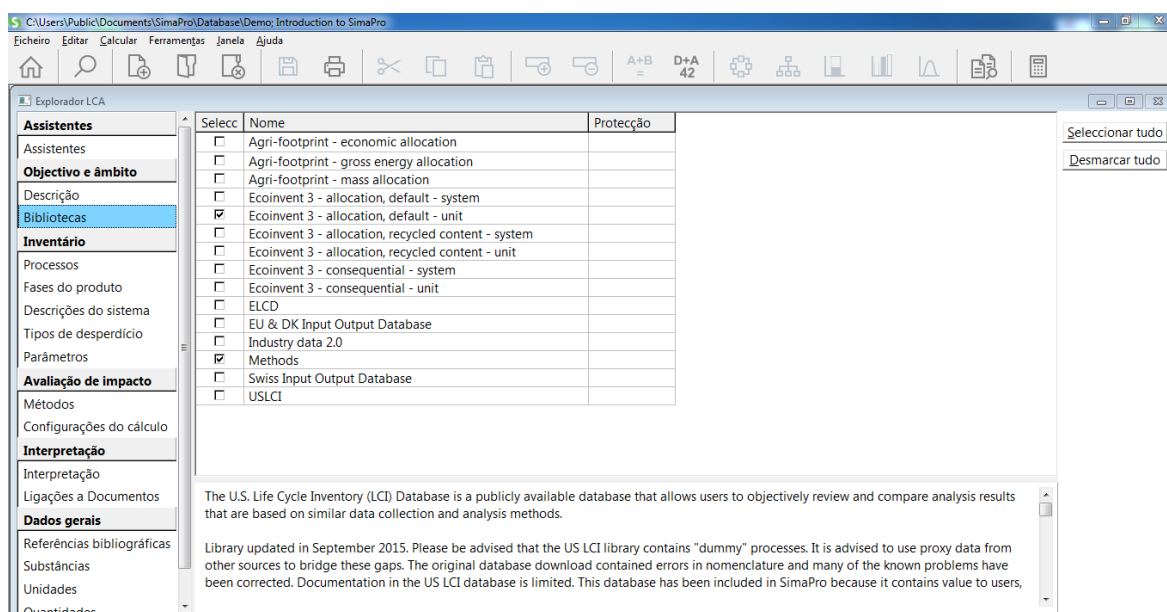


Figura 41. Bases de dados do SimaPro[®]

O método utilizado para o tratamento dos dados foi o Método IPCC 2013 GWP 100 anos. Este método é o sucessor do Método IPCC 2007, desenvolvido pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*), e contém os fatores de mudanças climática do IPCC num horizonte de 100 anos. Este método foi escolhido dentre tantos outros para a avaliação dos impactos ambientais devido ao fato de ser específico para análise de aquecimento global,

normalizando todos os gases de efeito estufa em uma única unidade: o CO₂eq.

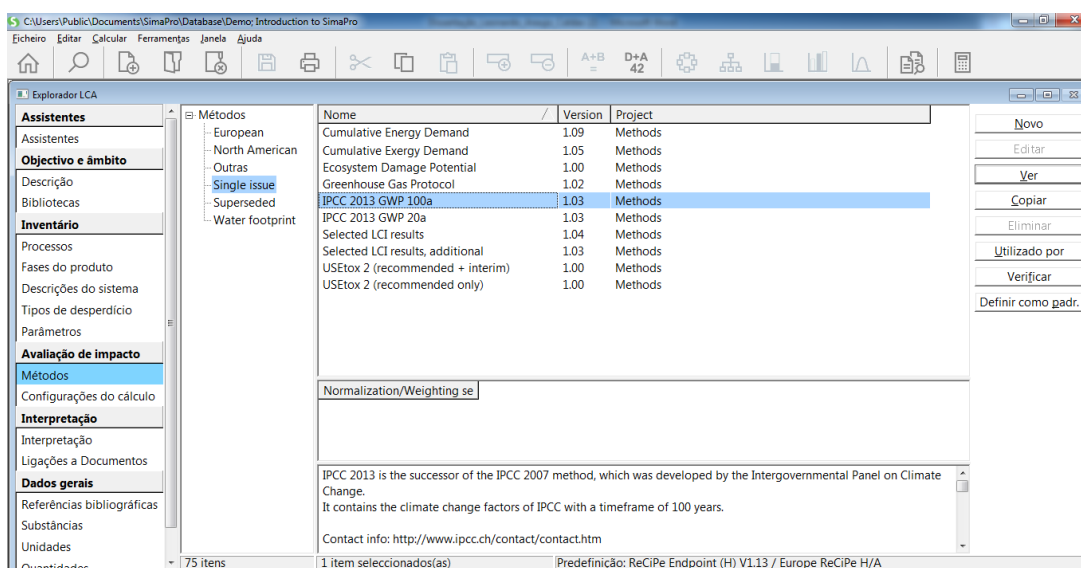


Figura 42. Métodos para avaliação dos impactos

Foram realizadas as ACV's da geração de eletricidade por sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída instalados em telhados inclinados e uma potência de 3kWp, segundo a base de dados utilizada e das usinas termelétricas convencionais utilizadas no Brasil: gás natural, derivados do petróleo e carvão mineral e seus derivados. Esta análise permitiu avaliar qual forma de geração de energia possui menores emissões de GEE por MWh gerado.

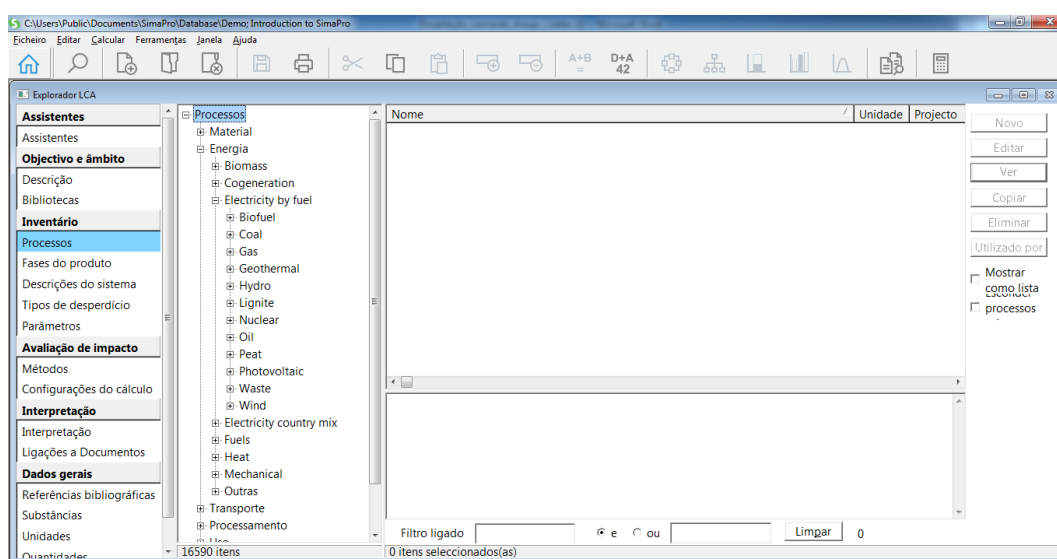


Figura 43. Processos do SimaPro®

Por ser um mercado recente no Brasil, o banco de dados Ecoinvent v3 não possui o processo de geração fotovoltaica em microgeração distribuída especificamente para o país. Foi utilizado então o processo denominado ROW, do inglês *Rest of the World*. Este processo representa atividades que são consideradas como uma média válida para todos os países do mundo, com as incertezas ajustadas (Ecoinvent, 2016).

Dentre os mais de dez mil processos resultantes da ACV dos sistemas fotovoltaicos, os considerados mais relevantes foram agrupados em cinco diferentes categorias: geração de eletricidade demandada para fabricação dos componentes e módulos, processos de produção dos componentes e módulos, operação das minas de carvão que abastecem as termelétricas para geração de energia elétrica, transporte e frete dos módulos e outros processos.

3.2 ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

O presente trabalho realizou a viabilidade econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) localizados nas capitais brasileiras que já aderiram ao convênio CONFAZ ICMS 16/2015, que permite que o ICMS incida somente sobre a energia líquida mensal, ou seja, na diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês. Apenas quatro estados ainda não aderiram ao Convênio 16/2015, são eles: Amazonas, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina.

O objeto do estudo são os consumidores tipo B, atendidos em baixa tensão – para outras classes de consumidores, as premissas e cálculos seriam diferentes. Com base em (MONTENEGRO, 2013), (KONZEN, 2014) e (FREITAS e HOLLANDA, 2015), foi considerado que os potenciais consumidores residenciais que irão instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede são de classe média-alta ou superior, estimando assim um consumo mensal de 400kWh.

Três diferentes cenários foram elaborados de acordo com a expectativa de reajuste tarifário das distribuidoras: abaixo, igual e acima da média da projeção do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), índice oficial de inflação, do Banco Central do Brasil para o período de 2018-2021.

O presente trabalho não levou em consideração os custos de adequação do sistema de medição para a microgeração distribuída, que segundo a RN 687/15 são de responsabilidade do interessado. Esses custos correspondem à diferença entre os custos dos

componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica (medidor bidirecional) e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

O custo associado ao montante de energia termelétrica contratada nos anos de 2013 e 2014 para suprir o déficit das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira teve um custo extra estimado em R\$ 68,32 bilhões de reais, incluindo custos pagos pelos consumidores através das revisões e reajustes tarifários e das bandeiras tarifárias, somado à verba repassada diretamente pelo governo para as concessionárias de energia elétrica.

O sistema de bandeiras tarifárias, presentes desde 2015 nas contas de energia elétrica de todos consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional, também não foi levado em consideração no estudo. As bandeiras tarifárias indicam se a energia custa menos ou mais em função das condições de geração de eletricidade. A incidência das bandeiras tarifárias pode deixar o investimento nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede mais atraente.

Não foram avaliados os gastos com saúde pública para o tratamento de doenças respiratórias, consequências da poluição do ar devido à geração termelétrica a combustíveis fósseis, nem com gastos devidos a acontecimentos climáticos extremos causados pelo aquecimento global. Segundo (IRENA, 2016), atualmente os efeitos externos do fornecimento e uso de energia relacionada às mudanças climáticas e à poluição do ar são da ordem de US\$2,2 trilhões a US\$5,9 trilhões por ano. Segundo a Comissão Europeia os custos externos da poluição do ar na União Europeia no ano de 2010 variaram entre US\$ 330 bilhões e US\$ 940 bilhões (VERHEYE, 2014). Visto isso, o real efeito positivo da substituição das termelétricas a combustíveis fósseis pode ser ainda maior.

3.2.1 Custos dos Componentes

Primeiramente, calculou-se o custo do watt-pico da energia solar fotovoltaica, utilizando a metodologia apresentada por (ABINEE, 2012), onde os custos dos equipamentos importados foram nacionalizados levando em consideração os impostos incidentes, frete, taxa de despachante, taxa de câmbio aplicável na data do estudo, e taxas diversas.

Em consulta realizada no dia 02/08/2017 ao site PVxchange, em julho de 2017 o valor dos módulos produzidos na China custavam 0,45 €/Wp. Os módulos produzidos na

Alemanha também custavam 0,45 €/Wp. O Japão e Coréia possuíam os módulos mais caros, custando 0,52 €/Wp. Taiwan e outros países do sudeste da Ásia possuíam os módulos mais baratos, com o valor de 0,40 €/Wp. Para cálculo do CAPEX foi adotado o valor médio encontrado de 0,45 €/Wp.

Para a análise do estudo adotou-se o maior valor encontrado, 0,20 €/Wp, a fim de realizar uma análise conservadora.

Entre os demais custos que compõem um SFV estão os cabos, fios, proteções e estruturas de fixação e o custo de projeto e instalação do sistema fotovoltaico. Segundo ABINEE, 2012, o custo desses componentes depende das condições específicas de cada instalação. Entretanto, como ordem de grandeza, supõe-se como estimativa geral representarem custo igual à soma do custo dos módulos e inversores.

Tabela 13. Demais custos de um sistema fotovoltaico

Até 5 kW	Custos (R\$/Wp)
Cabos e Proteções	0,75
Sistema de Fixação	1,25
Conexão e Projeto	1,25
Total	3,25

Fonte: ABINEE, 2012/ Konzen, 2012.

3.2.1.1 Custos Nacionalizados

Os custos consideram componentes fabricados na Europa ou na China, e os preços são cotados no regime *Free On Board* (FOB), onde o comprador deve arcar com os custos de transporte e seguro dos equipamentos importados. Além disso, também deve ser levado em conta os impostos incidentes sobre os mesmos.

Baseado no estudo de referência (ABINEE, 2012) as seguintes taxas e impostos foram considerados:

- Custo de frete e seguro internacional sendo cerca de 2% do FOB;
- Incidência de imposto de importação (II) sobre módulos igual a 12% e inversores importados igual a 14%;
- A alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre módulos fotovoltaicos é nula. Há, entretanto, incidência de alíquota de IPI de 15%

sobre os inversores importados.

- Incidência de ICMS sobre inversores (alíquota variando por Estado), os módulos são isentos devido ao Convênio ICMS 101/97;
- Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores “por dentro”, ou seja, com efeito combinado de $1 / (1 - 0,0165 - 0,076) = 10,2\%$;

A Tabela 15 detalha os valores utilizados para o cálculo do custo por Wp dos módulos e inversores para um sistema fotovoltaico residencial de 1 kWp.

Tabela 14. Nacionalização dos custos dos módulos e inversores

SISTEMA RESIDENCIAL 1kWp		
	MÓDULOS	INVERSORES
FOB (€/Wp)	0,45	0,20
FOB (€)	450,00	200,00
FRETE + SEGURO INTERNACIONAL (eur) 2% FOB*	9,00	4,00
CIF (EUR) = FOB + FRETE + SEGURO	459,00	204,00
(A) = II (12% DO VALOR CIF P/MÓDULOS E 14% P/ INVERSORES)	55,08	28,56
(B) = IPI (0% P/ MÓDULO E 15% INVERSORES) INCID. CIF + (A)	0,00	34,88
(C) = PIS (1,65% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B))	9,36	4,87
(D) = COFINS (7,6% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B))	43,05	22,40
(E) = ICMS, 12%** INCIDENTE SOBRE CIF + (B)	0,00	28,67
(F) Total Impostos (EUR) (A+B+C+D+E)	107,49	119,37
(G) Taxas diversas (Siscomex, AFRMM, Armaz. etc.) = 12%F	12,90	14,32
(H) Despachante (importadora) = 1,5% CIF*	6,89	3,06
(I) CUSTOS DE INTERNALIZAÇÃO (F+G+H)	127,27	136,76
CUSTOS FINAIS	MÓDULO	INVERSOR
CUSTO TOTAL (CIF + I) EUR	586,27	340,76
TAXA DE CAMBIO*** (BRL/EUR)	3,70	
CUSTO TOTAL (CIF + I) BRL	2169,21	1260,81
Custo R\$/Wp	2,17	1,26

*Custo estimado em pesquisas realizadas

**Alíquota de ICMS varia de acordo com o Estado, foi utilizado o valor segundo ABINEE, 2012

***Obs.: Taxa de câmbio do dia 31/07/2017

3.2.1.2 Custo Total

O custo total em R\$/Wp do sistema fotovoltaico conectado à rede será igual ao custo dos módulos e inversores somado aos demais custos, como cabos, proteções, sistemas de fixação, projeto e instalação do sistema. Os valores considerados estão discriminados na Tabela 16.

Tabela 15. Custo total de um sistema fotovoltaico

Até 5kW	Custos (R\$/Wp)
Custo do Módulo	2,17
Custo do Inversor	1,26
Cabos e Proteções	0,75
Sistema de Fixação	1,25
Conexão e Projeto	1,25
Total	6,68

Diferentes autores estimaram o valor do Wp fotovoltaico segundo a mesma metodologia apresentada por (ABINEE, 2012). (NAKABAYASHI, 2014) encontrou um valor de 7,32 R\$/Wp, enquanto (EPE, 2012) apresentou um valor de 7,66 bR\$/Wp. A divergência de valores é função da baixa nos preços dos equipamentos fotovoltaicos que, apesar da alta na taxa de câmbio, ainda baixou o custo final por Wp.

No estudo (MONTENEGRO, 2013) foi utilizada outra metodologia para estimar o valor do Wp se baseando em cotações de duas empresas nacionais e apresentou valores entre 6,5 e 7,04R\$/Wp. Pesquisa do mercado fotovoltaico brasileiro realizada pela (GREENER, 2017) reuniu respostas de 454 empresas Integradoras atuantes no país, sendo apenas 217 validadas, e apontou um preço médio de 6,52 R\$/Wp para SFCR residenciais de 4kWp.

3.2.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico conectado à rede (SFCR)

Foi realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico para cada capital participante do Convênio ICMS 16/2015 de acordo com o consumo anual estimado, subtraído o custo de disponibilidade cobrado pela distribuidora de energia elétrica. O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente

equivalente a:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

III – 100 kWh, se trifásico.

No presente trabalho foi adotado o valor para uma ligação trifásica, ou seja, valor referente ao consumo de 100kWh. Calculou-se assim o consumo diário a ser suprido pelo SFCR:

$$Consumo_{diário} = \frac{Consumo_{mensal} - Custo\ de\ disponibilidade}{30} \quad (9)$$

$$Consumo_{diário} = \frac{400\ kWh - 100kWh}{30}$$

$$Consumo_{diário} = 10\ kWh$$

Utilizando as Equações (1) e (3), definidas na seção 2.7, calculamos a potência nominal do sistema e o Fator de Capacidade de cada capital brasileira, como mostra a Tabela 17.

Tabela 16. Dimensionamento do sistema fotovoltaico por capital analisada

Cidade	P _{FV} (kWp)	HSP (h)	Fator de Capacidade
Aracajú	2,42	5,51	17,22%
Belém	2,64	5,05	15,78%
Belo Horizonte	2,93	4,55	14,22%
Boa Vista	2,70	4,93	15,41%
Brasília	2,60	5,13	16,03%
Campo Grande	2,60	5,13	16,03%
Cuiabá	2,55	5,23	16,34%
Fortaleza	2,39	5,57	17,41%
Goiânia	2,56	5,2	16,25%
João Pessoa	2,42	5,51	17,22%
Macapá	2,64	5,05	15,78%
Maceió	2,47	5,39	16,84%
Natal	2,36	5,66	17,69%

Palmas	2,60	5,12	16,00%
Porto Velho	2,89	4,62	14,44%
Porto Alegre	2,82	4,72	14,75%
Recife	2,34	5,71	17,84%
Rio Branco	2,95	4,52	14,13%
Rio de Janeiro	3,12	4,27	13,34%
Salvador	2,52	5,29	16,53%
São Luís	2,71	4,92	15,38%
São Paulo	3,21	4,15	12,97%
Teresina	2,42	5,52	17,25%
Média	2,65	5,08	15,86%

3.2.3 Investimento Inicial

Calculados as potências dos sistemas para cada cidade e o custo do Wp fotovoltaico, foi calculado o investimento inicial necessário para aquisição do SFCR. A Tabela 18 lista o investimento inicial necessário para cada capital analisada.

$$I = P_{FV} \times CT_{Wp} \quad (10)$$

Onde,

P_{FV} – Potência Nominal do sistema fotovoltaico (kWp)

CT – Custo Total (R\$/kWp)

Tabela 17. Investimento inicial de um sistema fotovoltaico para cada capital

Cidade	Investimento Inicial (R\$)
Aracajú	16.164,59
Belém	17.637,01
Belo Horizonte	19.575,14
Boa Vista	18.066,31
Campo Grande	17.361,97
Cuiabá	17.030,00
Distrito Federal	17.361,97
Fortaleza	15.990,47
Goiânia	17.128,25
João Pessoa	16.164,59
Macapá	17.637,01
Maceió	16.524,47

Natal	15.736,20
Palmas	17.395,88
Porto Alegre	18.870,11
Porto Velho	19.278,55
Recife	15.598,41
Rio Branco	19.705,07
Rio de Janeiro	18.364,31
Salvador	16.836,84
São Luís	18.103,03
São Paulo	21.461,91
Teresina	16.135,31
Média	17.570,76

Fonte: Elaboração própria.

3.2.4 Tarifas de Energia Elétrica

As tarifas de energia elétrica regulamentadas pelas distribuidoras para consumidores de baixa tensão foram obtidas no site da ANEEL. As tarifas devem ser acrescidas dos tributos ICMS, PIS e COFINS, cujo cálculo é feito “por dentro”. A tarifa de energia elétrica que chega para o consumidor pode ser calculada pela Equação 11 a seguir:

$$Tarifa_{final} = \frac{Tarifa_{Base}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (11)$$

O ICMS é um imposto estadual, logo cada estado possui uma alíquota diferente, os valores foram obtidos no site da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE). Alguns estados possuem alíquotas fixas, outros, alíquotas graduais que aumentam de acordo com a faixa de consumo mensal. Foram adotadas as alíquotas referentes ao consumo de 400 kWh/mês, consumo médio estabelecido no presente trabalho.

Os valores de PIS e COFINS variam mensalmente, sendo inviável a definição exata da alíquota cobrada. Logo, foi utilizado um valor médio calculado por Konzen (2014), com base em Montenegro (2013), de PIS + COFINS = 6,5% para todas as distribuidoras. As tarifas finais das distribuidoras e as alíquotas de ICMS cobradas para o consumo mensal de 400 kWh são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 18. Valor das tarifas nas capitais analisadas

Cidade	Distribuidora	ICMS	Tarifa s/ tributos (R\$/kWh)	Tarifa final (R\$/kWh)
Aracajú	ESE	27%	0,47	0,70
Belém	CELPA	25%	0,56	0,82
Belo Horizonte	CEMIG-D	30%	0,49	0,78
Boa Vista	BOA VISTA	17%	0,34	0,44
Campo Grande	EMS	20%	0,49	0,67
Cuiabá	EMT	25%	0,50	0,73
Distrito Federal	CEB DIST.	21%	0,45	0,62
Fortaleza	COELCE	27%	0,47	0,71
Goiás	CELG DIST.	29%	0,42	0,65
João Pessoa	EPB	27%	0,43	0,61
Macapá	CEA	18%	0,39	0,52
Maceió	CEAL	27%	0,43	0,64
Natal	COSERN	27%	0,42	0,63
Palmas	ETO	25%	0,55	0,80
Porto Alegre	CEEE-D	30%	0,39	0,62
Porto Velho	CERON	20%	0,46	0,62
Recife	CELPE	25%	0,48	0,70
Rio Branco	ELETROACRE	25%	0,50	0,73
Rio De Janeiro	LIGHT	31%	0,53	0,84
Salvador	COELBA	27%	0,44	0,67
São Luís	CEMAR	14%	0,50	0,62
São Paulo	ELETROPAULO	25%	0,40	0,58
Teresina	CEPISA	25%	0,44	0,64

Fonte: [ANEEL e ABRADÉE, 2017]

Segundo estudo (NAKABAYASHI, 2014), onde foram analisados os aumentos das tarifas no período de 1995 a 2013, a inflação energética não segue uma trajetória bem definida. Logo, para a análise de viabilidade da energia solar fotovoltaica foram analisados três diferentes cenários: abaixo, igual e acima da média da projeção do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), índice oficial de inflação, para o período de 2018-2021, de 4,17% (BCB, 2017).

O valor adotado para o cenário pessimista, do ponto de vista da viabilidade econômica do SFCR, foi de 3,3%, que representa os reajustes históricos para o período de 2005-2012, período que as tarifas cresceram abaixo da inflação. Para o cenário otimista foi considerado o valor de 9,1%, que representa os reajustes históricos para o período de 1995-2013 (NAKABAYASHI, 2014).

3.2.5 Fluxo de Caixa do Projeto

Como já descrito anteriormente, foram realizados fluxos de caixa do projeto para as 23 capitais do Brasil que já aderiram ao Convênio ICMS 16/2015 levando em consideração três diferentes cenários de acordo com a inflação energética estimada:

- I – Otimista: reajuste tarifário anual de 9,1%;
- II- Realista: reajuste tarifário anual de 4,17%; e
- III- Pessimista: reajuste tarifário anual de 3,3%.

O fluxo de caixa do projeto foi definido por:

$$FCx_{anual} = Receita_{anual} - O\&M_{anual} \quad (12)$$

O&M representa o custo anual com operação e manutenção do SFCR, estimado em 1% a.a. do investimento inicial.

A receita que o consumidor terá referente ao sistema solar fotovoltaico conectado à rede será o valor economizado na fatura de energia elétrica, ou seja, quanto o consumidor deixou de pagar devido ao SFCR. Em consequência do Convênio ICMS 16/2015 e da Lei 13.169/2015 já discutidos na seção anterior, o fluxo de caixa anual será:

$$FCx_{anual} = Energia\ Produzida_{anual} * Tarifa_{final} - O\&M_{anual} \quad (13)$$

A Associação Europeia da Indústria Solar (EPIA) assume que os inversores possuem uma garantia técnica de 15 anos, para o ano de 2010, e de 20 a 25 anos para o ano de 2020. Para o escopo desse trabalho foi considerado a vida útil de 15 anos do inversor. Logo, do fluxo de caixa do 15º ano terá de ser abatido o custo de reposição do inversor.

$$FCx_{15^o\ ano} = Energia\ Produzida_{anual} * Tarifa_{final} - O\&M_{anual} - Custo_{Reposição\ Inv} \quad (14)$$

O estudo (CREARA, 2015) afirma que o custo dos inversores diminui de acordo com a curva de aprendizagem e estima que em quinze anos o preço dos inversores cairá 30%. Logo,

$$Custo_{Reposição\ Inv} = P_{FV} \times CI_{kWp} \times 0,7 \quad (15)$$

Onde,

P_{FV} – Potência Nominal do sistema fotovoltaico (kWp)

CI – Custo do Inversor (R\$/kWp)

3.2.5.1 Fluxo de Caixa Descontado

Para cálculo do Valor Presente Líquido do investimento os valores dos fluxos de caixa devem ser trazidos para o valor presente, descontado a taxa de custo de capital, denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A TMA representa a taxa mínima que um investimento deve remunerar para que seja considerado economicamente viável. Para o escopo deste trabalho a TMA utilizada foi a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a taxa básica de juros da economia brasileira. Em consulta site do Banco Nacional do Brasil, em 31/07/2017, a taxa SELIC apresentava um valor de 9,25%.

3.2.6 Viabilidade do Projeto

Todas as ferramentas de viabilidade de projeto foram calculadas utilizando planilhas eletrônicas do software Microsoft Excel[®]. O VPL foi definido através do somatório dos fluxos de caixa trazidos ao valor presente descontados da taxa mínima de atratividade, subtraído do valor inicial do investimento, utilizando a Equação (4). A taxa interna de retorno foi definida pela Equação (6) e foi calculada utilizando a função pré-existente do software Microsoft Excel[®].

3.2.7 Paridade Tarifária

A paridade tarifária acontece quando os preços praticados pelas distribuidoras de energia elétrica se igualam ao custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico conectado à rede, viabilizando assim a instalação do SFCR. Foi analisada a paridade tarifária no segmento residencial para as 23 capitais através do custo nivelado de energia utilizando o software Microsoft Excel®.

3.2.8 Custo Extra

Os valores considerados pelo autor com base em ampla pesquisa, em dados da ANEEL e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19. Parâmetros adotados para cálculo do custo total do acréscimo

MWh _{Acréscimo}	Preço ₁	i	Gasto Extra
80.263.224	173 R\$/MWh	6% a.a.	R\$53 bilhões

Logo, pela Equação (8), definida na seção 2.11, o custo total de acréscimo de energia termelétrica no período de 2013 e 2014 é igual a:

$$Custo_{Acréscimo} = R\$68,32 \text{ bilhões}$$

Esse custo será utilizado como dado de entrada para simular um cenário onde o montante serviria como subsídio para expansão da energia fotovoltaica residencial em microgeração distribuída no Brasil. Cabe ressaltar que o custo por MWh da energia gerada foi de R\$851,64, aproximadamente cinco vezes maior do que o custo do período de referência.

3.2.9 Estimativa da possível potência FV instalada

De posse do custo total do acréscimo da energia termelétrica (calculado na seção 2.11) e do custo por kWp dos sistemas fotovoltaicos residenciais (calculado na seção

3.2.1), podemos estimar a potência que poderia ser instalada no Brasil, caso o gasto com o incremento das termelétricas fosse utilizado como subsídio para energia fotovoltaica em microgeração distribuída.

$$Potência_{Estimada} = \frac{Custo\ Total\ Acréscimo}{Custo_{kwp\ FV}} \quad (16)$$

$$Potência_{Estimada} = \frac{68.323.429.305,42}{6680}$$

$$Potência_{Estimada} = 10.228.058,28\ kWp$$

$$\approx 10,23\ GWp$$

Essa potência representaria 6% da potência total instalada na matriz elétrica brasileira no ano de 2017 (ANEEL) e geraria ao longo de sua vida útil o montante de aproximadamente 320,32 TWh de energia, equivalente a quatro vezes a energia termelétrica contratada pelo mesmo custo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Análise Ambiental

Os resultados apresentados pelo software SimaPro[®] comprovaram as expectativas para as emissões de GEE. A avaliação do ciclo de vida explicitou que o maior impacto do ciclo de vida da energia fotovoltaica está na geração de energia para produção dos componentes FV e nos processos de produção dos mesmos. Enquanto que para as termelétricas a combustíveis fósseis a maior contribuição de emissões de GEE está na fase de operação das usinas, sendo o carvão mineral e o petróleo as fontes que apresentaram as maiores emissões por MWh gerado.

Devido a maior eficiência das turbinas de ciclo combinado, entre 36% - 39% e 55% - 58%, respectivamente (ARRIETA et al., 2004), existem perspectivas da eficiência do ciclo combinado atingir 63% (LORA, 2004, ISHIKAWA et al., 2008), foi observado uma diferença nas emissões de GEE em relação às térmicas a gás natural em ciclo simples e em ciclo combinado.

- Gás Natural

O gás natural foi o combustível fóssil que apresentou os menores valores de emissão de GEE por MWh gerado. A ACV apresentou 555 kgCO₂eq/MWh para gás natural em ciclo aberto e 382 kgCO₂eq/MWh para gás natural em ciclo combinado.

- Ciclo Aberto

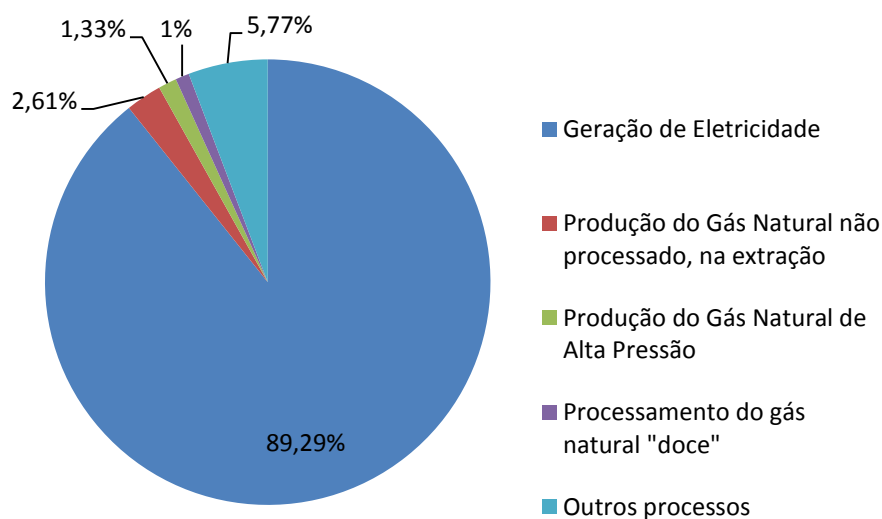


Figura 44. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a gás natural ciclo aberto

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

Obs.: Gás natural “doce” é o gás natural que não contém sulfato de hidrogênio (H_2S) ou quantidades significativas de dióxido de carbono (CO_2), combustão nas turbinas a gás.

- Ciclo Combinado

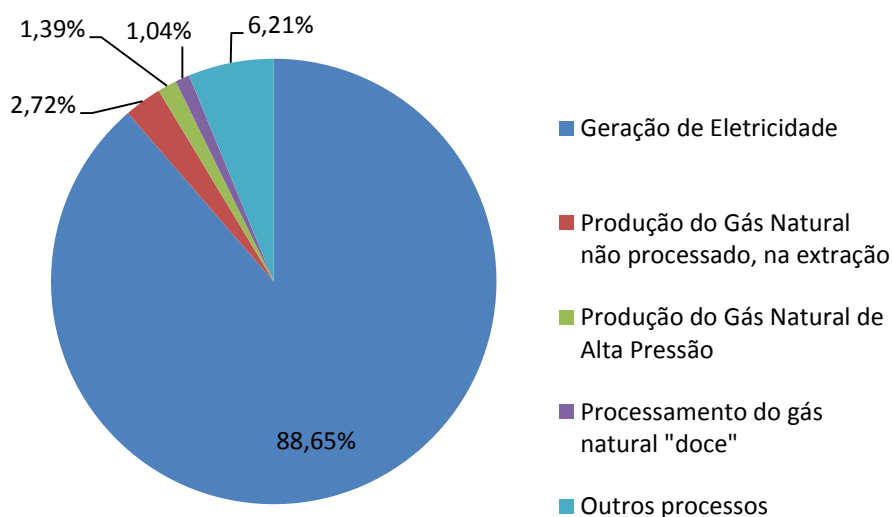


Figura 45. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a gás natural ciclo combinado

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

- Carvão Mineral

A ACV da geração de eletricidade através de termelétricas a carvão mineral resultou na emissão de 925 kgCO₂eq/MWh para o carvão do tipo betuminoso/sub-betuminoso. Para o carvão mineral do tipo lignito a emissão de GEE foi igual a 1436 kgCO₂eq/MWh. Esse tipo de geração foi o que apresentou os maiores valores de emissões de GEE no estudo. As Figura 46 e 47 ilustram a participação de cada etapa da produção de 1 MWh de energia termelétrica a carvão mineral.

– Betuminoso/Sub-betuminoso

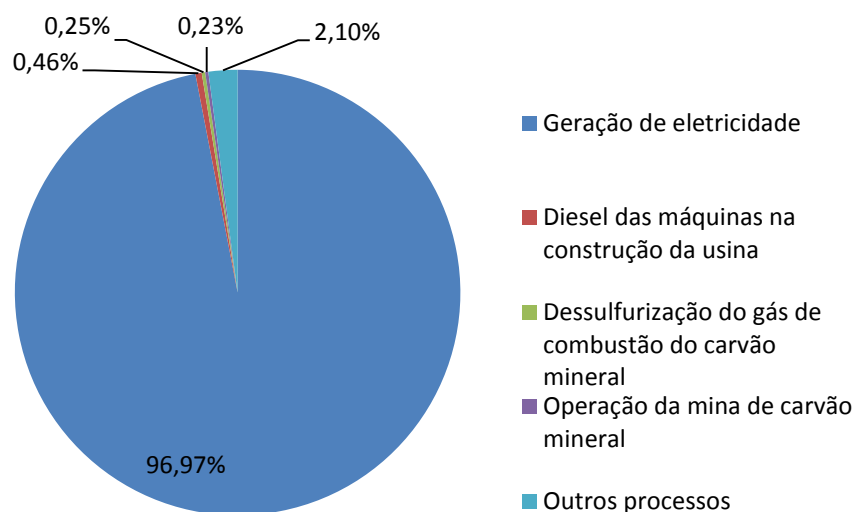


Figura 46. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a carvão mineral do tipo betuminoso/sub-betuminoso

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

– Lignito

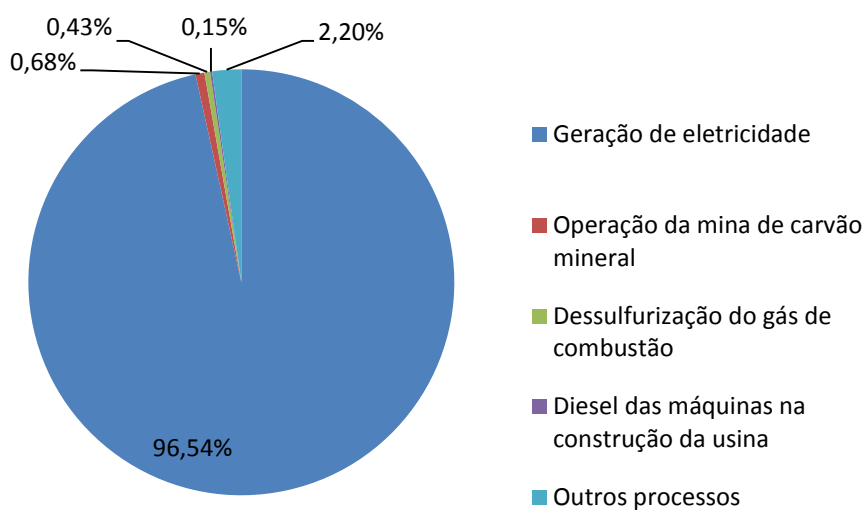


Figura 47. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a carvão mineral do tipo lignito

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

- **Petróleo e Derivados**

A ACV da geração de eletricidade através de termelétricas a petróleo e derivados resultou na emissão de 1066 kgCO₂eq por MWh de eletricidade gerado. O petróleo é o segundo combustível fóssil mais poluente utilizado na matriz elétrica brasileira. As Figura 48 e 49 ilustram a participação de cada etapa da produção de 1 MWh de energia termelétrica a petróleo e derivados.

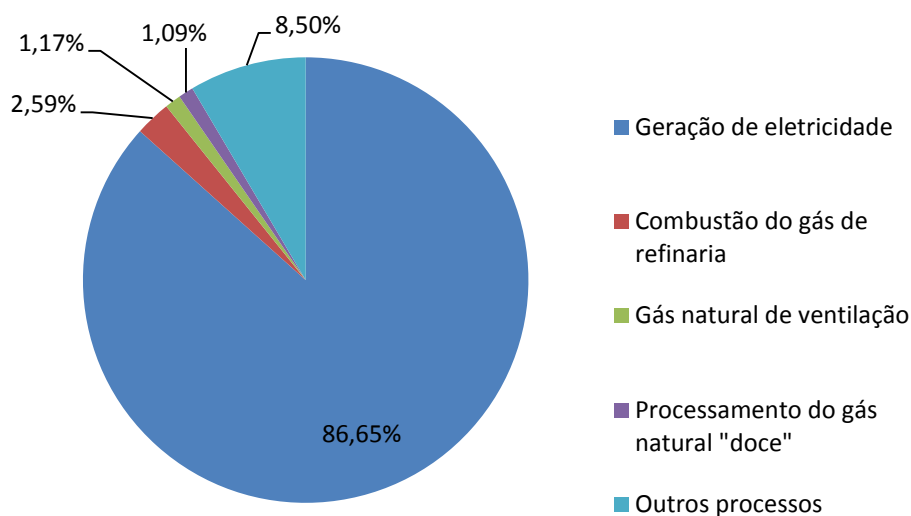


Figura 48. Contribuição por processo da geração de eletricidade das térmicas a petróleo e derivados

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

- Sistemas Fotovoltaicos em Geração Distribuída

Para a geração de 1 MWh de energia fotovoltaica a análise apontou o valor de 79 kgCO₂eq para a tecnologia de silício policristalino e 94 kgCO₂eq para tecnologia de silício monocristalino. A ACV explicitou que o maior impacto do ciclo de vida da energia fotovoltaica está na geração de energia para produção dos componentes fotovoltaicos e nos processos de produção dos mesmos. A fase de produção dos componentes dos módulos fotovoltaicos e a geração da eletricidade demandada para produção dos mesmos, somadas são responsáveis por 72,75 %, no caso da tecnologia de silício policristalino, e 74,21 % para o silício monocristalino, do total de emissões, como ilustram as Figuras 49 e 50.

Outro processo que possui um alto impacto no ciclo de vida dos módulos fotovoltaicos é a operação das minas de carvão. A maioria dos módulos é fabricada na China, país que possui carvão mineral como base de sua matriz elétrica. Quanto mais renovável for a matriz elétrica do país fabricante do módulo, menores serão as emissões de GEE do ciclo de vida da energia fotovoltaica.

– Silício Policristalino

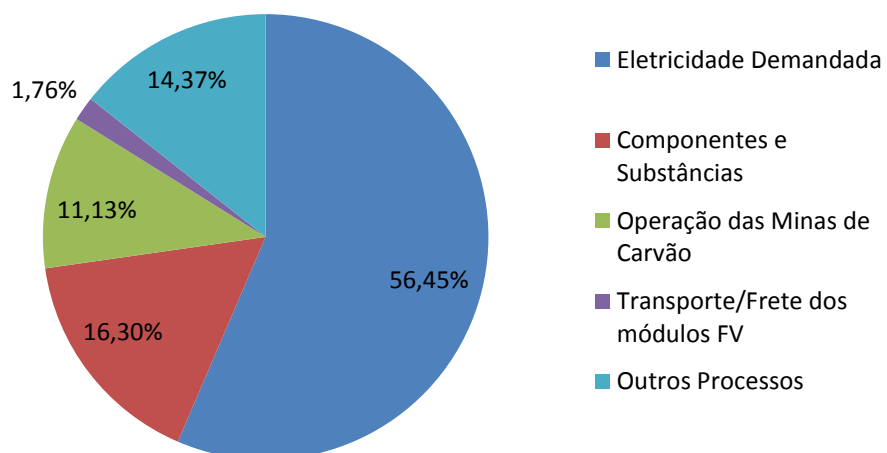


Figura 49. Contribuição por processo da geração de eletricidade de sistemas fotovoltaicos de silício policristalino

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

– Silício Monocristalino

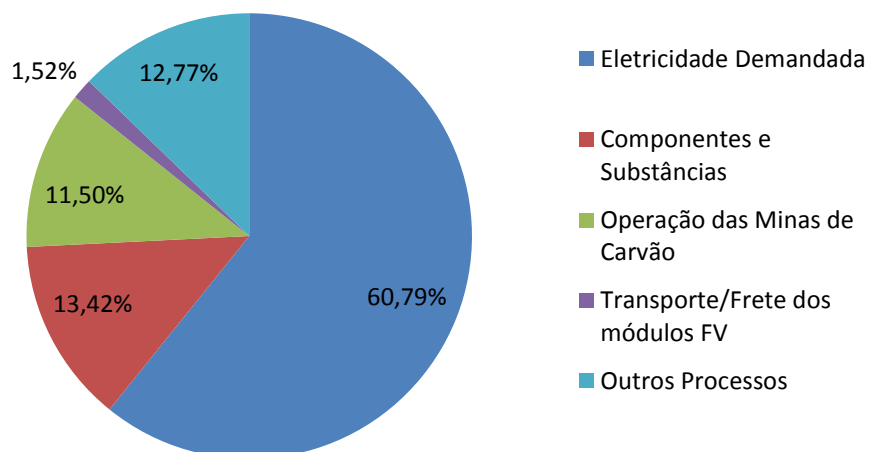


Figura 50. Contribuição por processo da geração de eletricidade de sistemas fotovoltaicos de silício monocristalino

Fonte: Elaboração própria no software SimaPro®

Todos os combustíveis fósseis apresentaram valores de emissões de GEE consideravelmente superiores às emissões da energia fotovoltaica. O lignito, o petróleo, carvão betuminoso/sub-betuminoso, gás natural em ciclo simples e ciclo combinado, apresentaram, respectivamente, emissões 16,6; 12,32; 10,7; 6,42 e 4,42 vezes maior do que as emissões de GEE da energia fotovoltaica.

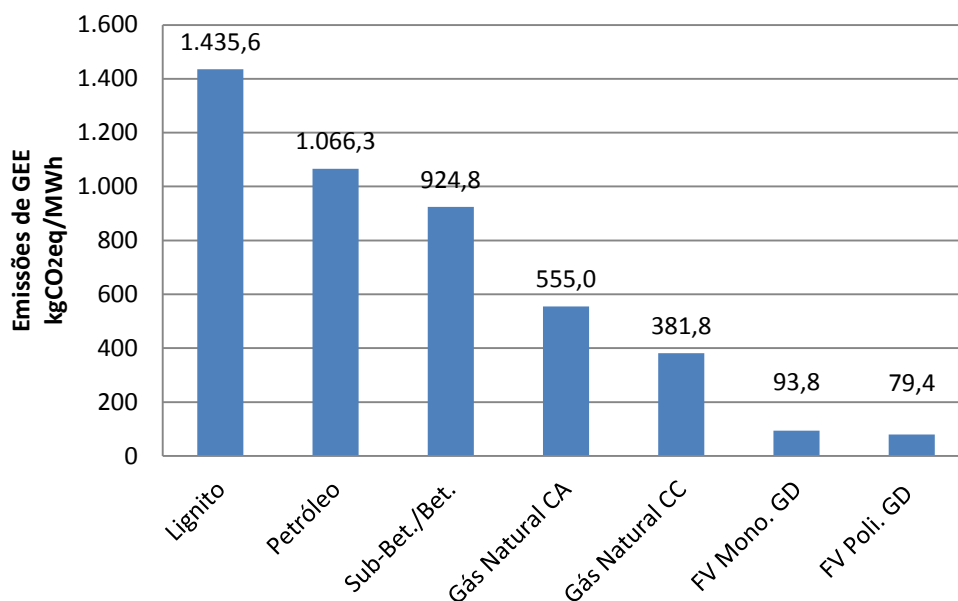


Figura 51. Emissões de CO₂eq/MWh para as diferentes fontes analisadas

Fonte: Elaboração própria com dados do software SimaPro®

Um relatório publicado pela Associação Nuclear Mundial analisou vinte e um estudos de ACV de diferentes tipos de geração de eletricidade a fim de obter um comparativo das emissões de GEE. O resultado está ilustrado na Tabela 20.

Tabela 20. Resumo das emissões de GEE no Ciclo de Vida

Tecnologia	Média	Mínimo	Máximo
	tCO ₂ eq/GWh		
Lignito	1.054	790	1.372
Carvão mineral	888	756	1.310
Petróleo	733	547	935
Gás natural	499	362	891
Solar Fotovoltaica	85	13	731

Biomassa	45	10	101
Nuclear	29	2	130
Hidrelétrica	26	2	237
Eólica	26	6	124

Fonte: WNA, 2011

Os valores encontrados no estudo (WNA, 2011) se apresentam próximos aos encontrados no presente estudo, validando os resultados obtidos na ACV do presente trabalho.

4.2 Análise Econômico-Financeira

A viabilidade econômico-financeira dos sistemas se mostrou atrativa ao ponto de vista do consumidor residencial em todas as capitais e todos cenários propostos, exceto para o caso de Boa Vista nos cenários pessimista, aumento tarifário abaixo da inflação (3,3%), e realista, aumento igual à inflação prevista (4,17%). Isso se deve ao baixo valor da tarifa cobrada pela distribuidora associado a um baixo ICMS praticado pelo Estado de Roraima.

O ICMS, o valor da tarifa cobrada pela distribuidora e a radiação solar local são fatores que impactam diretamente a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída, quanto maiores o valor cobrado na tarifa final de energia elétrica e a radiação solar, maior será a atratividade do sistema fotovoltaico.

O montante de energia termelétrica contratada nos anos de 2013 e 2014 para suprir o déficit das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira teve um custo extra estimado em R\$ 68,32 bilhões de reais, incluindo custos pagos pelos consumidores através das revisões e reajustes tarifários e das bandeiras tarifárias, somado à verba repassada diretamente pelo governo para as concessionárias de energia elétrica.

O custo se utilizado como subsídio para a energia fotovoltaica viabilizaria o incremento de 10,23GW de potência instalada FV em microgeração distribuída, aumentando a participação da fonte de 0,1% para 6,32% e reduzindo a participação de combustíveis fósseis para 10,32% da matriz elétrica brasileira referente ao ano de 2017. Essa potência instalada de SFCR teria uma geração aproximada de 320,32 TWh de energia elétrica ao longo da vida útil dos sistemas, valor que representa quatro vezes o montante de energia termelétrica contratada no período.

4.2.1 VPL

Com exceção de Boa Vista no cenário pessimista, a análise do valor presente líquido foi positiva para todas as capitais nos três cenários analisados, indicando viabilidade econômico-financeira para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

A Tabela 21 e a Figura 52 mostram os valores de VPL para cada capital. A cidade que o investimento se mostrou mais atrativo foi o Rio de Janeiro, com um VPL igual a R\$ 18.177,00. Os resultados são consequência do alto custo da tarifa praticada pela distribuidora (R\$ 0,53) e um alto ICMS cobrado pelo Estado na energia elétrica (31%), fazendo com que seja a energia mais cara entre as capitais analisadas custando R\$ 843,20/MWh. Por outro lado, a cidade que o investimento não se mostrou viável foi Boa Vista com um VPL negativo de R\$ 23,17. A cidade possui a menor tarifa cobrada por uma distribuidora (R\$ 0,34) e o menor ICMS sobre a energia elétrica do Brasil (17%), tornando a energia mais barata entre as analisadas (R\$ 440,52/MWh).

Tabela 21. VPL para os cenários analisados

Cidade	VPL (R\$)		
	Pessimista	Realista	Otimista
Rio de Janeiro	15.353,24	18.177,00	42.059,10
Belém	14.877,37	17.599,63	40.623,28
Palmas	14.528,19	17.201,84	39.814,35
Recife	12.207,90	14.541,27	34.275,82
Fortaleza	12.021,56	14.375,03	34.279,61
Cuiabá	11.832,26	14.262,85	34.819,68
Aracajú	11.824,57	14.178,04	34.082,62
Belo Horizonte	10.730,66	13.300,19	35.032,16
João Pessoa	9.261,86	11.415,04	29.625,61
Salvador	9.142,01	11.345,26	29.979,33
Rio Branco	8.805,91	11.236,50	31.793,33
Teresina	9.112,61	11.251,53	29.341,54
Natal	9.105,83	11.208,93	28.996,00
Campo Grande	8.761,49	10.981,43	29.756,67
Maceió	8.854,73	11.007,90	29.218,47
Goiânia	8.365,36	10.533,67	28.872,27
Distrito Federal	6.464,11	8.869,48	26.349,87
São Luís	6.315,38	8.409,66	25.405,93
Porto Velho	4.854,25	6.938,27	24.564,01
Porto Alegre	4.818,82	6.863,96	24.160,84

Macapá	2.054,87	3.774,96	18.322,66
São Paulo	598,66	2.543,13	18.988,60
Boa Vista	-1.503,13	-23,17	12.493,66
Média	8.625,59	10.869,23	29.689,37

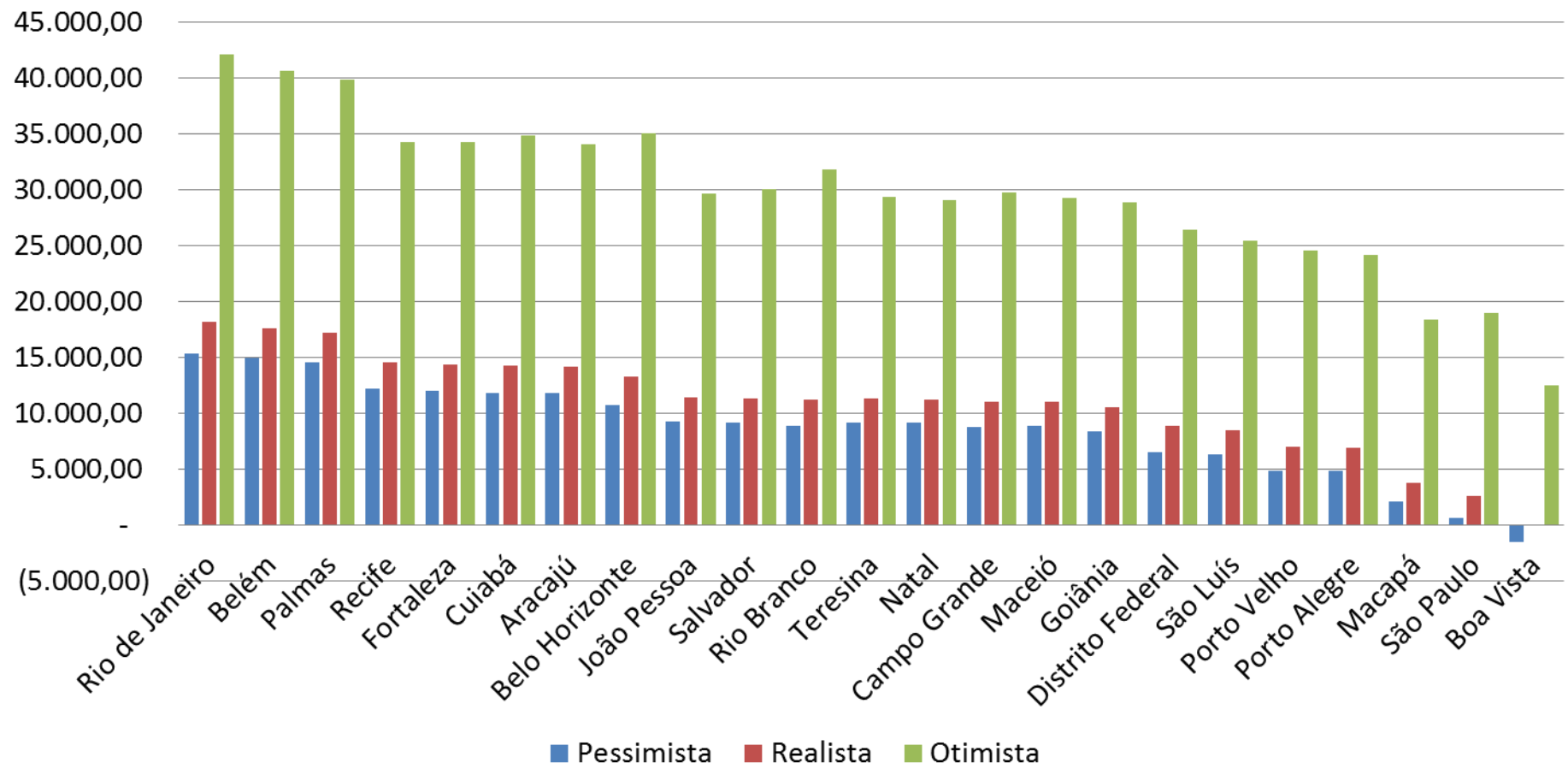


Figura 52. VPL para os cenários analisados

4.2.2 TIR

Tomando como base o cenário realista, a taxa interna de retorno se mostrou bem atrativa nos cenários analisados, apresentando valores significativamente superiores às taxas de rendimento da poupança (7,57%) e de investimento em renda fixa (12,61%), principais aplicações financeiras praticadas por pessoas físicas no país, e também da taxa de juros SELIC (14,02%) verificadas para o ano de 2016. As exceções foram Macapá, São Paulo e Boa Vista que apresentaram valores maiores que o rendimento da poupança, porém menores que aplicações em renda fixa e da taxa de juros SELIC, como mostram a Tabela 22 e a Figura 53.

Tabela 22. TIR para os cenários analisados

Cidade	TIR		
	Pessimista	Realista	Otimista
Recife	18%	23%	23%
Belém	18%	19%	24%
Rio de Janeiro	18%	19%	24%
Palmas	18%	19%	24%
Fortaleza	17%	18%	23%
Aracajú	17%	18%	23%
Cuiabá	16%	17%	22%
Natal	15%	16%	21%
João Pessoa	15%	16%	21%
Teresina	15%	16%	21%
Belo Horizonte	15%	16%	21%
Salvador	15%	16%	21%
Maceió	15%	16%	21%
Campo Grande	14%	15%	20%
Goiânia	14%	15%	20%
Rio Branco	14%	15%	20%
Distrito Federal	13%	14%	19%
São Luís	13%	14%	19%
Porto Alegre	12%	13%	18%
Porto Velho	12%	13%	18%
Macapá	11%	11%	17%
São Paulo	10%	10%	16%
Boa Vista	8%	9%	14%
Média	14%	16%	20%

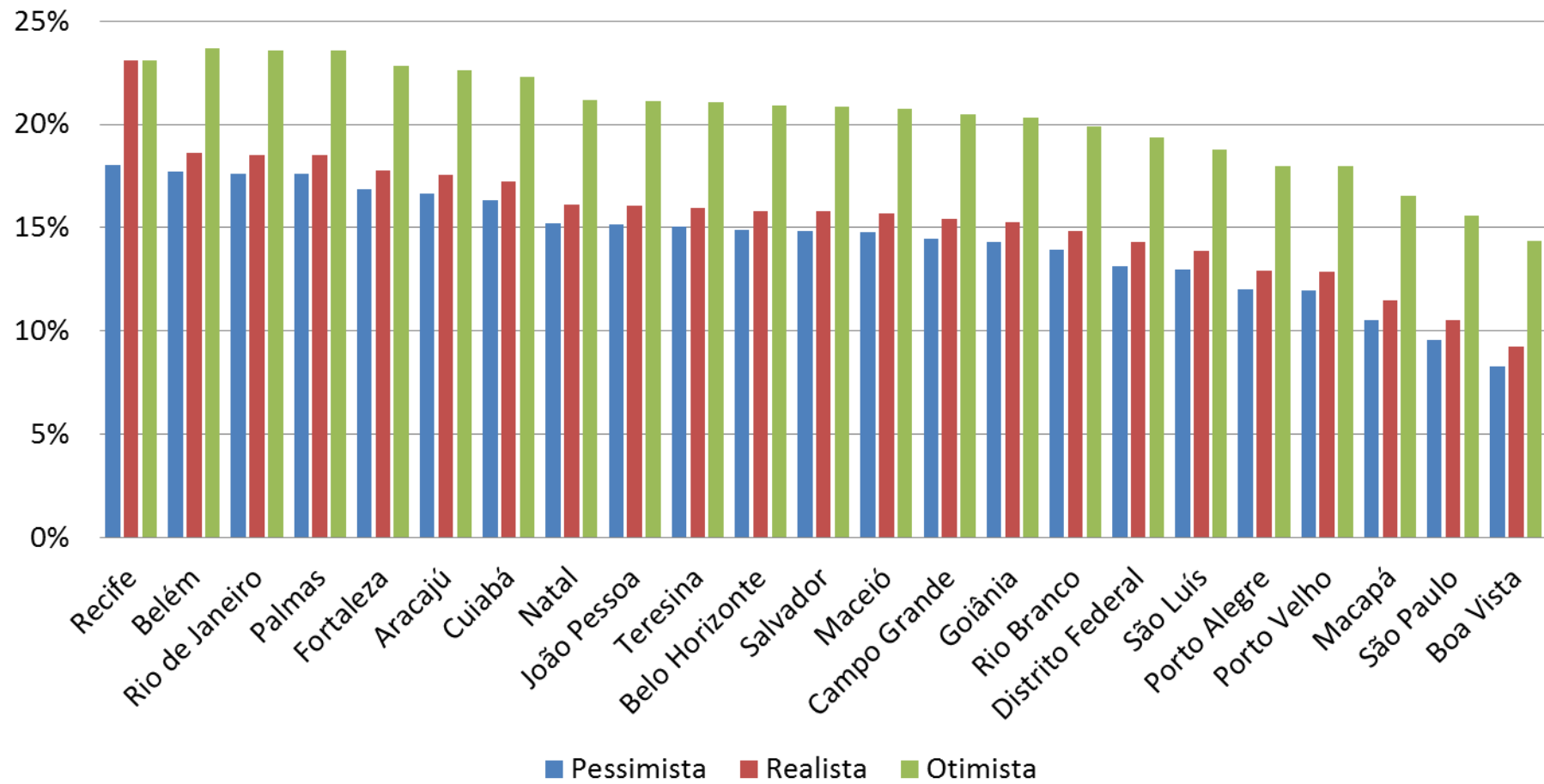


Figura 53. TIR para os cenários analisados

4.2.3 Payback Descontado

O *payback* descontado apresentou valores atrativos para o investimento, levando em consideração que a vida útil do sistema fotovoltaico é de pelo menos 25 anos. A exceção foi novamente a cidade de Boa Vista, onde tempo de *payback* foi maior que a vida útil do projeto para os cenários realista e pessimista (Tabela 23 e Figura 54).

Segundo (MOTA, 2014) um parâmetro desejado de *payback* para o setor residencial seria de sete anos para o cálculo de *payback* simples, que não leva em consideração o valor temporal do dinheiro, tempo esse que se mostrou capaz de proporcionar um rápido desenvolvimento da energia fotovoltaica na região de Bruxelas na Bélgica. Logo, os valores encontrados para o *payback* descontado no presente trabalho estão em conformidade com o estudo.

Tabela 23. *Payback* descontado para os cenários analisados

Cidade	Payback Descontado		
	Pessimista	Realista	Otimista
Belém	9	9	8
Fortaleza	10	9	8
Palmas	9	9	8
Recife	10	9	8
Rio de Janeiro	9	9	8
Aracajú	10	10	8
Cuiabá	10	10	8
Belo Horizonte	12	11	9
Campo Grande	12	11	9
João Pessoa	11	11	9
Maceió	12	11	9
Natal	11	11	9
Salvador	12	11	9
Teresina	11	11	9
Goiânia	12	12	9
Rio Branco	13	12	9
Distrito Federal	15	13	10
São Luís	14	13	10
Porto Alegre	17	14	11
Porto Velho	17	15	11
Macapá	20	18	12
São Paulo	24	21	13
Boa Vista	>Vida Útil do Projeto	>>Vida Útil do Projeto	15
Média	12,73	11,82	9,52

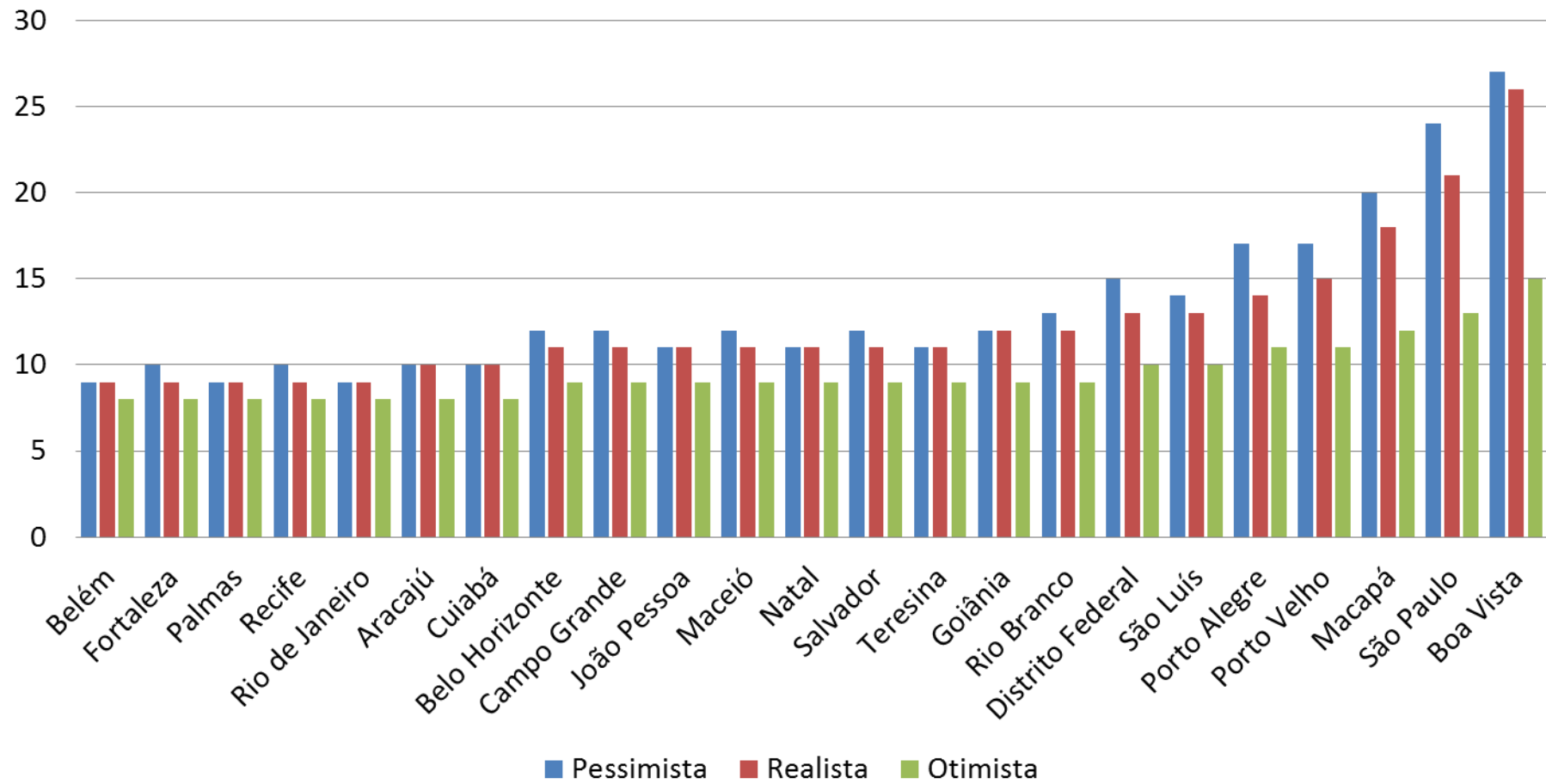


Figura 54. *Payback* descontado para os cenários analisados

4.2.4 Paridade Tarifária

A paridade tarifária já é realidade em 20 das 23 capitais analisadas, as exceções foram São Paulo, Macapá e Boa Vista, que possuem as energias mais baratas do Brasil R\$582,48, R\$519,21 e R\$440,52, respectivamente. Das cidades analisadas, a cidade do Rio de Janeiro é a que possui o maior valor de ICMS sobre energia elétrica, com 31%, associada com o alto valor da tarifa faz com que seja a energia mais cara das capitais analisadas. Por outro lado, Boa Vista possui o menor ICMS sobre a energia elétrica, 17%, e também possui a tarifa mais barata do país, fazendo com que o MWh seja o mais barato analisado, como mostra a Tabela 24.

Além disso, o custo do MWh da energia fotovoltaica está se equiparando ao custo do MWh das térmicas a combustíveis fósseis e, em algumas cidades analisadas, esse custo já está menor do que das térmicas a petróleo, como mostram a Tabela 25 e a Figura 55.

Tabela 24. Paridade tarifária das capitais em análise

Cidade	Tarifa final (R\$/MWh)	LCOE Fotovoltaico (R\$/MWh)	Paridade Tarifária
Rio de Janeiro	843,20	572,94	Sim
Belém	818,98	550,25	Sim
Palmas	801,46	542,73	Sim
Belo Horizonte	777,95	610,72	Sim
Cuiabá	727,01	531,32	Sim
Rio Branco	727,01	614,77	Sim
Fortaleza	712,78	498,88	Sim
Aracajú	703,76	504,32	Sim
Recife	700,73	486,65	Sim
Campo Grande	669,39	541,67	Sim
Salvador	666,17	525,29	Sim
Goiânia	651,16	534,38	Sim
Maceió	643,61	515,54	Sim
Teresina	637,96	503,40	Sim
Natal	628,57	490,95	Sim
São Luís	623,90	564,79	Sim
Distrito Federal	623,45	541,67	Sim
Porto Velho	620,41	601,47	Sim
Porto Alegre	615,75	588,73	Sim
João Pessoa	610,00	504,32	Sim
São Paulo	582,48	669,59	Não
Macapá	519,21	550,25	Não
Boa Vista	440,52	563,65	Não

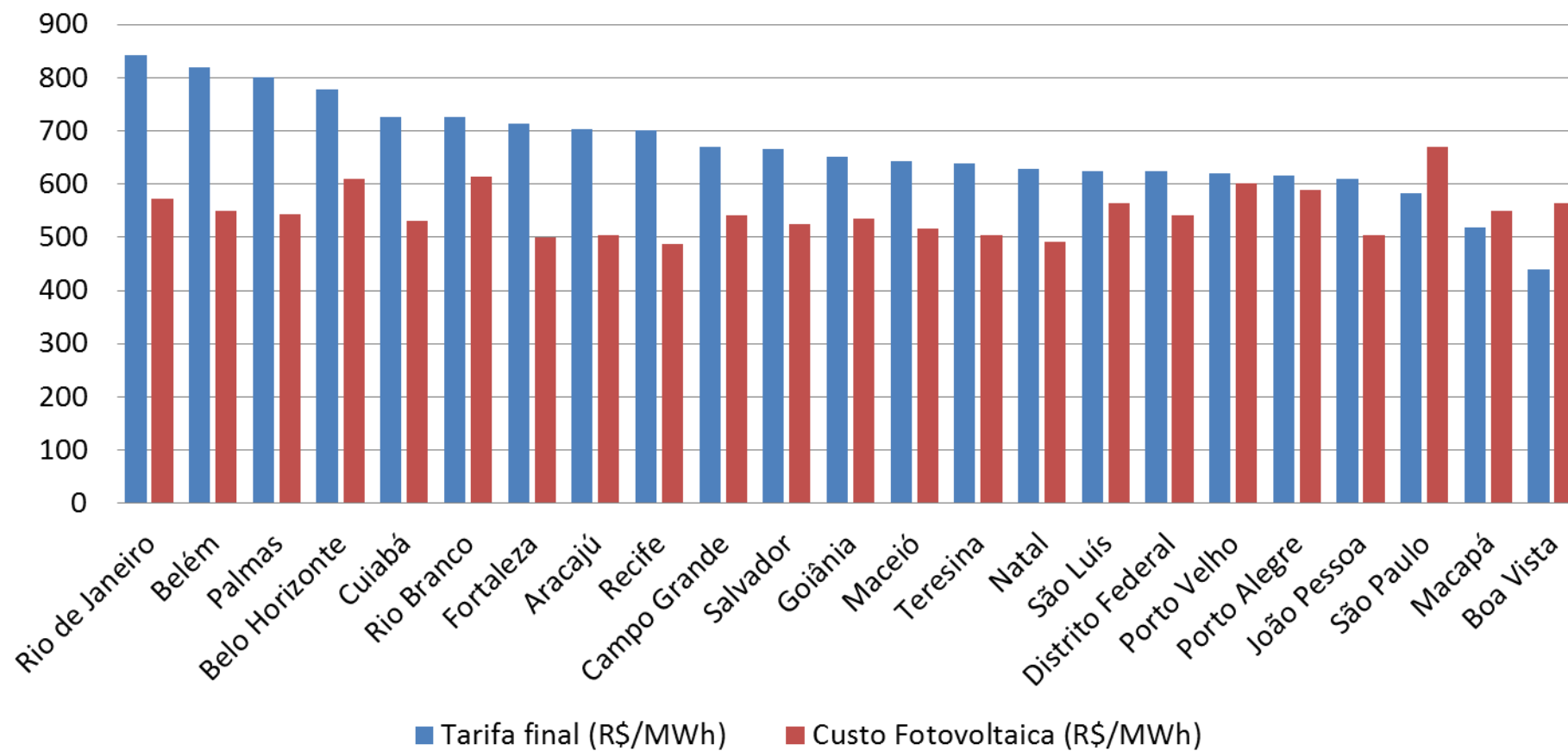


Figura 55. Paridade tarifária das capitais em análise

Tabela 25. Custo da Energia Termelétrica (R\$/MWh)¹

Fonte	Custo Fixo	CVU (R\$/MWh)	Preço Final
Térmica a carvão	159,34	176,85	336,19
Térmica a gás natural	166,94	226,39	393,33
Térmica a óleo diesel	166,57	340,66	507,23
Térmica a óleo combustível	166,57	432,48	599,05
Térmica a biomassa	171,44	642,62	814,06

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Notas: ¹Os custos fixos de geração da tabela 3 são preços médios dos Leilões de Energia Nova do período de 2005 a 2010, com exceção do custo da energia eólica, que é o valor alcançado no Leilão de 17/8/2011, primeiro leilão de que elas participaram. O custo fixo de geração de térmica nuclear é o valor da tarifa estabelecida pela ANEEL para as Usinas Angra I e II. Os valores de CVU médios, (custo variável de geração quando a térmica é chamada a gerar) informados pelo ONS, são os considerados na elaboração do Plano Mensal de Operação Março/2013. Para as UTEs participantes dos Leilões de Energia, os valores são atualizados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com base no reajustes dos respectivos combustíveis no mercado internacional.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como principal objetivo analisar a viabilidade do ponto de vista ambiental e econômico-financeiro da substituição de termelétricas a combustíveis fósseis por sistemas fotovoltaicos na modalidade de microgeração distribuída na matriz elétrica brasileira.

A avaliação do ciclo de vida mostrou que as emissões de GEE provenientes da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída são consideravelmente menores do que as emissões associadas à geração através das termelétricas a combustíveis fósseis, podendo servir como ferramenta para controle das emissões de GEE da matriz elétrica brasileira e consequentemente honrar os compromissos ambientais internacionais firmados pelo governo.

Os resultados das análises propostas indicaram que os sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída são uma realidade no panorama nacional. A viabilidade econômico-financeira dos sistemas se mostrou atrativa ao ponto de vista do consumidor residencial em todos cenários propostos em 22 das 23 capitais analisadas.

Apesar de a viabilidade econômico-financeira ter se mostrado viável em 95,65% das cidades analisadas, ainda não se observa uma expansão acelerada dos sistemas fotovoltaicos distribuídos. Muito se deve ao alto custo inicial dos sistemas e à falta de linhas de financiamento para pessoas físicas com taxas de juros atrativas. A fim de viabilizar a substituição das termelétricas por sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída o governo deve estabelecer políticas de incentivos mais incisivas do que as praticadas até o momento.

Com o gasto extra do governo para contratar energia termelétrica nos últimos anos seria possível criar mecanismos de subsídio para impulsionar a energia fotovoltaica no Brasil. Faz-se necessária uma política de incentivo bem estruturada para aumentar a inserção e o desenvolvimento, e consequentemente, a competitividade da fonte. Os países com as maiores parcelas de potência instalada de energia fotovoltaica do mundo tiveram políticas públicas de incentivo no início da expansão da energia fotovoltaica. Esses incentivos foram necessários para que a tecnologia ganhasse escala em um momento inicial, podendo ser retirados gradualmente no decorrer do tempo.

Trabalhos Futuros

Como trabalho futuro sugere-se que seja elaborado um cenário futuro levando em consideração uma maior participação da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira a fim de quantificar e comparar as emissões de GEE deste cenário com o que está previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024). Segundo o PDE 2024, a expansão hidrelétrica prevista é de 27,2 GW, montante insuficiente para suprir o crescimento médio anual da carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), que é de 3.800 MW o que totalizaria uma expansão de 38 GW ao longo do período decenal. Esse déficit de energia será suprido por outras fontes incluindo as fontes não renováveis como as termelétricas a gás natural e carvão mineral. A previsão do PDE 2024 é que o parque não renovável brasileiro tenha uma expansão de aproximadamente 12 GW.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos – GS-Fotovoltaico. Junho, 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>

ABREU, Y. V.; OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M. G. **Energia, Economia e Rotas Tecnológicas**. Textos selecionados. Palmas, 2010. Disponível em: <<http://www.biblioises.com.ar/Contenido/300/330/a%20libro%20completo%20energia%20economica.pdf>>

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída. Registro de Micro e Minigeradores Distribuídos**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Técnicas. Geração distribuída amplia número de conexões em 2015**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=>>

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo1_Revisao_8.pdf>

ARRIETA, F. R. P.; NASCIMENTO, M. A. R. D.; MAZURENKO, A. S. **Centrais Termelétricas de Ciclo Simples com Turbinas a Gás e de Ciclo Combinado**. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 12, p. 1296.

ATILGAN, B.; AZAPAGIC, A.. Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey. **Journal of Cleaner Production**: 106, p. 555-564, 2015.

BCB. BANCO CENTRAL DO BRASIL. Sistema de Expectativas de Mercado. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>> Acesso em: 27/07/2017.

BEN. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Publicação Anual**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf>

BEN. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Publicação Anual**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em:

<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf>

BEN. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Publicação Anual**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>

BEN. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Publicação Anual**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>

BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

CARVALHO, C.H.B. **Oportunidades de negócios no setor elétrico com o uso do carvão mineral nacional**. Apresentação. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2005
 CREA ENERGY EXPERTS. **PV Grid Parity Monitor – Residential Sector**. 3rd issue. Fevereiro, 2015. Disponível em: <<http://www.leonardo-academy.org/mod/url/view.php?id=7573>>

DIEESE. DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. **Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil**. 2015. Disponível em: <<http://www.dieese.org.br/notatecnica/2015/notaTec147eletricidade.pdf>>

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015**. Disponível em: <https://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **2º Leilão de Energia de Reserva viabiliza investimento de R\$ 6,8 bi**. Informe à imprensa. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/Release%20%C2%BA%20LER%202015.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/Release%20%C2%BA%20LER%202015.pdf)>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016. **Publicação Anual**. 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202016.pdf>>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. EPE. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Séries Históricas Completas. **Capítulo 8 -Dados Energéticos Estaduais 1970-2015.** Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>>

EPIA. EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Solar photovoltaics competing in the energy sector:** on the road to competitiveness. EPIA, 2011. Disponível em: <http://helapco.gr/pdf/tn_jsp.pdf>

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, ISE. **Current and Future Cost of Photovoltaics.** Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende. Freiburg, 2015. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf>

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, ISE. **Photovoltaics Report.** Freiburg, 2017. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>

FREITAS, B. M. R., HOLLANDA, L. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor.** FGV Energia. White Paper nº 1. Maio, 2015. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13853/micro.pdf?sequence=1>>

FTHENAKIS, V.M.; KIM H.C.. **Photovoltaics: Life-cycle analyses.** Solar Energy 85, p. 1609–1628, 2011.

GABETTA. J.H.; FILHO, G.L.T.; PAMPLONA, E. **Análise de Taxa de Risco em Empreendimentos de PCH operando em Sistemas Isolados utilizando-se do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.** Artigos Técnicos. UNIFEI, 2008. Disponível em: <www.cerpch.unifei.edu.br>

GASNET. **Ciclo combinado.** Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/termetricas/ciclo.asp>>

GERBINET, S; BELBOOM, S.; LÉONARD, A. **Renewable and Sustainable Energy Reviews:** 38, p. 747–753, 2014.

GREENER. **Análise do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre 2017.** Disponível em: <<http://www.greener.com.br/analise-estrategica-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester2017/>>

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica. **Texto de Discussão do Setor Elétrico,** Rio de Janeiro, n. 50, maio 2012. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/53_TDSE50.pdf>

GTES. GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – DTE - CRESESB. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>

GTM. GREENTECH MEDIA. **IEA: Global Installed PV Capacity Leaps to 303 Gigawatts**. Disponível em: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/iea-global-installed-pv-capacity-leaps-to-303-gw?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+GreentechMedia+%28Greentech+Media%29>

HONSBURG, C; BOWDEN, S. **PV Education**. Photovoltaic Education Network. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/>>

IEA PVPS. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **Trends 2016 in Photovoltaic Applications Report**. 2016. Disponível em: <http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends_2016_-_mr.pdf>

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key CO₂ Emissions Trends. **Annual Publication**. Paris, 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyCO2EmissionsTrends.pdf>>

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key World Energy Statistics. **Annual Publication**. Paris, 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>>

IHS MARKIT. **The Price of Solar – Benchmarking PV Module Manufacturing Cost**. Junho, 2016. Disponível em: <<https://technology.ihs.com/577318/the-price-of-solar-april-2016>>

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014 Impacts, Adaptation, and Vulnerability**. Working Group II Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2014. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/>>

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**. Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2014. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>>

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Organization. 2015. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/organization/organization.shtml>>

ISHIKAWA, M. et al. **Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant**. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review, v. 45, n. 1, Mar. 2008. Disponível em: <<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e451/e451015.pdf>>

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review**. National Renewable Energy Laboratory – NREL - Journal Article. Jun. 2012. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>>

KOZEN, G. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: Uma Simulação via Modelo de Bass**. 2014. 109 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo.

LIMA, L.S. **Contribuição Líquida da Matriz Elétrica Brasileira para o Aquecimento Global**. 2009. 149 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Departamento de Economia da Universidade de Brasília, Brasília.

LORA, E.E.S., NASCIMENTO, M.A.R.. **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**. Volumes 1 e 2. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

LU, L.; PENG, J.; YANG, H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**: 19, p. 255–274, 2013.

MCTI. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO - **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. Brasília, 2013. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226591.pdf>

MIRANDA, M. M. **Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Ambiental) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília : MME : EPE, 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>>

MME/EPE. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA- MME/EPE. **Plano Decenal de Energia 2024**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE%202024%20RELATORIO%20FINAL.pdf.a0c00ci.partial>>

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do Retorno do Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Residências Unifamiliares Urbanas no Brasil**. 2013. 209 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

MOTA, V. A. S. **Energia Solar Fotovoltaica Distribuída como Alternativa para a Crise Energética Nacional: Modelo de Expansão Acelerada Através de Subsídios Economicamente Justificados**. 2014. 193 f. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, Brasília.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. 2014. 107 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo.

NASA. NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. **Surface meteorology and Solar Energy**. Disponível em: <<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>>

NETO, C.V. **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural**. 2001. 194 p. Dissertação (Mestrado em Ciências do Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O'DONOUGHUE, P. R.; HEATH, G.A.; DOLAN, S. L.; , VORUM M. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generated from Conventionally Produced Natural Gas Systematic Review and Harmonization. **Journal of Industrial Ecology**, p. 125-144, 2014.

OLIVARES et al. A global renewable mix with proven technologies and common materials. **Energy Policy**, v. 41, p. 561–574, 2012.

PCND. GOVERNO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL - **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada**. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. 2015. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf>

PEPERMANS, G. et al. **Distributed generation: definition, benefits and issues**. Energy Policy. 2005. V.33, Issue 6, pag. 787-798.

PEREIRA, E.B et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos. INPE, 2006. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>

PRÉ SUSTAINABILITY. **What does an LCA do, anyway? A 20 Year perspective**. 2013. Disponível em: <<https://www.pre-sustainability.com/what-does-an-lca-do-anyway-a-20-year-perspective>>

REN21. **Renewables 2015 - Global Status Report**. Annual Reporting on Renewables: Ten years of excellence. 2015. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>

RICHTER, B. **Além da Fumaça e dos Espelhos: Mudança Climática e Energia no Século XXI**. Tradução: Luiz Claudio de Queiroz Faria; revisão técnica: Marco Aurélio dos Santos. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

SATC - ASSOCIAÇÃO BENEFICENTE DA INDÚSTRIA CARBONÍFERA DE SANTA CATARINA. **Curso de Carvão Mineral**. 2014.

SCRIPPS INSTITUTION OF OCEANOGRAPHY. Scripps CO₂ Program. Califórnia, Estados Unidos. 2016. Disponível em: <http://scrippsco2.ucsd.edu/graphics_gallery/mauna_loa_record>

SIPOT - ELETROBRÁS. **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro**. Novembro, 2014. Disponível em: <<https://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>>

SOLAR. Portal. **Empresas de Energia Solar**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/fornecedores/empresas-de-energia-solar/rio-de-janeiro/rio-de-janeiro/blue-sol-energia-solar>>

SPATH, L.P.; MANN, K.M.; KERR, R.D.. Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production. NREL Report. NREL/TP-570-25119. 173 p. Jun., 1999.

STOPPATO A.. Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. **Energy**: 33, p. 224–232, 2008.

TANCREDI M.; ABBUD O. A. Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado. Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente? **Textos para Discussão**, Brasília, n. 128, maio 2013. Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/portal/files/TD128-MarcioTancredi_OmarAbbud.pdf>

UNEP/BNEF. FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **Global Trends in Renewable Energy Investment 2016**. Alemanha, 2016. Disponível em: <<http://fs-unep-centre.org/>>

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. Conference of the Parties - 21. **Adoption of the Paris Agreement**. Paris, 2015. Disponível em: <<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>>

VERHEYE, T. **The New Air Quality Package – A Clean Air Programme for Europe**. A Short Summary. 2014.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª ed. São Paulo: Érica, 2012.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources**. WNA Report. London. 2011. Disponível em: <http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf>

XAVIER, E. E. **Termeletricidade no Brasil** – Proposta Metodológica para o Inventário

das Emissões Aéreas e sua Aplicação para o Caso do CO₂ . Tese de Doutorado – Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/ UFRJ, 2004.

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