



Pedro Comarella Nogueira

**Análise da inserção de geração solar fotovoltaica
em grandes consumidores do Rio de Janeiro: um
estudo de caso**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Urbana e Ambiental (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Reinaldo Castro Souza

Rio de Janeiro
Junho de 2016



Pedro Comarella Nogueira

**Análise da inserção de geração solar fotovoltaica
em grandes consumidores do Rio de Janeiro: um
estudo de caso**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Urbana e Ambiental (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Reinaldo Castro Souza

Presidente/Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Prof. Fernando Luiz Cyrino Oliveira

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Nival Nunes De Almeida

Departamento de Engenharia de Sistemas e Computação - UERJ

Prof. Rodrigo Flora Calili

Departamento Metrologia - PUC-Rio

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial de Pós-Graduação
do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 03 de junho de 2016.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Pedro Comarella Nogueira

Graduou-se em Ciências Econômicas na UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro) em 2010. Trabalhou na IBM Brasil e posteriormente na Vale S.A. Atualmente trabalha na AgeRio (Agência Estadual de Fomento) na Gerência de Risco de Crédito e Projetos.

Ficha Catalográfica

Nogueira, Pedro Comarella

Análise da inserção de geração solar fotovoltaica em grandes consumidores do Rio de Janeiro : um estudo de caso / Pedro Comarella Nogueira ; orientador: Reinaldo Castro Souza. – 2016.

112 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental, 2016.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Engenharia Urbana e Ambiental – Teses. 3. Energia fotovoltaica. 4. Viabilidade econômica. 5. Geração distribuída. 6. Grandes clientes. I. Souza, Reinaldo Castro. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental. III. Título.

CDD: 624

Para minha mãe, pai, avó, irmã, namorada, Giba, Peteca, Leona e Mel.

Agradecimentos

Agradeço aos meus colegas de turma pelo companheirismo, pelos ensinamentos e pela generosa ajuda nos trabalhos e seminários. Especialmente a Rafael Godoy, Thais Peva, Isabela Muniz, Milton Alves e Pablo Huber.

À Paula Enoy, pelo incansável apoio em todas as ocasiões e pelas sempre oportunas palavras de motivação.

Ao meu orientador Reinaldo Castro Souza, pela generosidade e por todas as contribuições.

Ao Professor Celso Romanel por ter confiado e acreditado na motivação do trabalho.

Ao Danilo Carmo pela providencial contribuição com os dados e pela disposição em ajudar.

Aos meus pais e avó, pelo investimento e confiança desde o primeiro dia.

À Janaina, por não ter me deixado desistir e pela paciência em todas as horas de ausência.

À minha irmã, pelos pertinentes comentários e opiniões.

À toda a equipe do IPHAN pelas sugestões e ajuda com as plantas.

À toda a equipe da Biblioteca do Edifício-sede do Ministério da Fazenda, pelo tempo dedicado a mim em todas as visitas.

Resumo

Nogueira, Pedro Comarella; Souza, Reinaldo Castro (Orientador). **Análise da inserção de geração solar fotovoltaica em grandes consumidores do Rio de Janeiro: um estudo de caso.** Rio de Janeiro, 2016. 112 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Em consonância com a expansão do aproveitamento fotovoltaico no mundo, o presente trabalho busca fomentar o conhecimento do nascente mercado desta fonte energética no país. É feita uma avaliação da viabilidade econômico-financeira de sistemas de geração fotovoltaica distribuída para grandes clientes da concessionária Light, a partir da estimação do preço de um sistema de médio/grande porte assim como do retorno financeiro do mesmo ao ser submetido à análises de sensibilidade envolvendo múltiplos cenários. A análise considerou estimativas relacionadas às seguintes figuras de mérito: valor presente líquido, taxa interna de retorno e payback. Considerando a taxa de câmbio média encontrada no primeiro semestre de 2015 (3,30R\$/€\$), foi observada uma majoritária condição de viabilidade dentre os 12 cenários propostos, que levaram em conta várias combinações de taxas de inflação, taxas de desconto e adoção ou não de crédito para financiamento do investimento inicial. Posteriormente, aplicou-se a mesma análise de viabilidade econômico-financeira desenvolvida a um cliente real da concessionária (Edifício do Ministério da Fazenda). Foi realizada a modelagem 3D da edificação e a verificação do sombreamento decorrente dos próprios elementos construtivos da cobertura e dos edifícios relevantes em seu entorno. Após estimada a geração de energia fotovoltaica anual pode-se, por aproximação, concluir que a mesma seria capaz de prover 11,68% da necessidade anual do edifício. Projetando-se a geração futura de energia para toda a vida útil do sistema, foi possível analisar financeiramente a viabilidade do projeto segundo os mesmos 12 cenários definidos anteriormente, tendo a situação de viabilidade ocorrido em 9 deles.

Palavras-chave

Energia fotovoltaica; viabilidade econômica; geração distribuída; grandes clientes

Extended Abstract

Nogueira, Pedro Comarella; Souza, Reinaldo Castro (Advisor). **Analysis of insertion of solar photovoltaic generation in large consumers of Rio de Janeiro: a case study**. Rio de Janeiro, 2016. 112 p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The last years showed an exponential growth in the use of photovoltaics in the world. The worldwide installed capacity of 23 GW in 2009 reached the expressive mark of 139 GW in 2013, being the European continent the holder of the largest portion of it (59% or 81 GW).

The most recent estimates describe a still small market in Brazil, with only 20 MW of installed capacity (EPE, 2014a) and mostly located in remote areas not covered by the interconnected system. Nevertheless, the growth potential of the domestic market is promising, greater even than that presented by the leaders in the use of this source.

Based on the inherent natural advantages that the country possesses (such as high levels of solar radiation), it's safe to say that the photovoltaic power generation can be an important driver to increase the participation of renewable sources and the security of our energy matrix.

In fact, this movement was already anticipated by planners of the electric sector. The Power Expansion Plan with 2024 horizon, prepared by the Energy Research Company (EPE), was published in december 2015 (EPE, 2015b). Among the main projections of the plan is the increase of the installed capacity of power generation in 73.000 MW. Half of this expansion is based on renewable sources (wind, solar, biomass and small hydropower plants), and 7.000 MW exclusively from photovoltaic generation.

In this context, this dissertation seeks to contribute to the deepening of the studies devoted to the nascent national photovoltaic market, covering in particular the Estate of Rio de Janeiro.

The objective is to evaluate the economic feasibility of photovoltaic distributed generation systems for large customers of the distribution utility Light, estimating not only the price of a photovoltaic system of medium/large size but also the financial return and sensitivity analysis contemplating multiple scenarios.

Subsequently, the economic feasibility analysis developed was applied to a real client of Light in Rio de Janeiro, chosen among the scope of consumers

holding high technical potential for photovoltaic use.

Undeniably, the current scenario of the Brazilian electric sector, with lower levels in the reservoirs and continued use of thermal power plants in order to meet the demand, indicates a substantial increase in viability conditions of adopting a photovoltaic alternative.

The consumer decision of adopting solar generation in a establishment depends directly on the comparative analysis of how much he wouldn't be paying the distributor for purchasing energy (since he would produce the energy himself) versus the amount of investment necessary to acquire and maintain the photovoltaic system.

Therefore, an economic and financial evaluation of photovoltaic systems was made having as interest group commercial/industrial consumers belonging to Light's high voltage.

To do so, the usual tools of financial mathematics were used (NPV- Net Present Value, Internal Rate of Return- IRR and payback) to perform a feasibility analysis of investment in the photovoltaic system, taking into consideration two generic consumer profiles.

Aligned to the exercise directed by EPE (2012), a 100 kWp system was assumed as being representative of a typical commercial installation and a 1.000 kWp system was assumed as being representative of a typical industrial facility.

The analysis is based on a cash flow projection comprising the entire life of the system (usually 25 years), in which are considered all revenue entries (cost avoided by not buying energy from distributor) and outflows brought to present value in order to be compared to the initial investment value.

The total cost of the photovoltaic system is composed of modules, inverter, BOS (Balance of System Costs) and the costs of installation. The BOS in turn includes the electrical components, dimensioning, installation and support of the system, cables, etc.

In order to determine the final cost in terms of R\$/Wp (Reais per installed Wp) the recommendations proposed by ABINEE (2012) in the study "Proposals for integration of photovoltaic Solar energy in the Brazilian electric matrix" were used.

The estimated price was R\$ 5.64/Wp. This number is consistent with the original value estimated by ABINEE (2012) for a similar system, between R\$6.27/Wp and R\$5.37/Wp.

In addition to the price of the system, other variables were considered in order to draw up the multiple future scenarios that comprised the analysis. The default scenario may be found in Table 1 below:

Parameters	Value
Useful life of system	25 years
Exchange rate R\$/€\$	3.30
System price R\$/Wp	5.64
O&M cost	1.00% per year
PR (performance rate)	75%
d (annual module degradation)	0.50% per year
FC (capacity factor)	15,10%
A4 group electric rate	625.81 R\$/MWh
Inflation	5.56% per year
minimum attractive rate of return	13.75% per year

Table 1- Default scenario parameters.

Source: Made by the author

Beside the default scenario formalized above, other 11 scenarios were calculated in order to test various impacts on the input variables.

Different combinations of inflation rates (determinants of electric rate increase), discount rates (or minimum attractive rate of return) and financing of the initial investment options were used.

The results of calculations performed for the default scenario and for the 11 alternative scenarios considering the different system sizes can be seen in Table 2 and Table 3 below:

	Inflation	Discount rate	IRR	NPV	Payback		Viability	Financing
					Years	Months		
Scenario 1 (default)	5.56%	13.75%	14.20%	R\$ 197,149.59	7	11	VIABLE	NO
Scenario 2	4.50%	13.75%	13.02%	-R\$ 294,827.41	8	3	NOT VIABLE	NO
Scenario 3	8.00%	13.75%	16.90%	R\$ 1,609,619.46	7	3	VIABLE	NO
Scenario 4	5.56%	12.21%	14.20%	R\$ 959,995.09	7	11	VIABLE	NO
Scenario 5	4.50%	12.21%	13.02%	R\$ 363,742.85	8	3	VIABLE	NO
Scenario 6	8.00%	12.21%	16.90%	R\$ 2,687,761.52	7	3	VIABLE	NO
Scenario 7	5.56%	13.75%	17.41%	R\$ 1,018,812.77	8	10	VIABLE	YES
Scenario 8	4.50%	13.75%	15.78%	R\$ 526,835.77	9	3	VIABLE	YES
Scenario 9	8.00%	13.75%	21.14%	R\$ 2,431,282.65	8	1	VIABLE	YES
Scenario 10	5.56%	12.21%	17.41%	R\$ 1,646,007.18	8	10	VIABLE	YES
Scenario 11	4.50%	12.21%	15.78%	R\$ 1,049,754.94	9	3	VIABLE	YES
Scenario 12	8.00%	12.21%	21.14%	R\$ 3,373,773.61	8	1	VIABLE	YES

Table 2- Results of the feasibility study- 1MWp system.

Source: Made by the author

	Inflation	Discount rate	IRR	NPV	Payback		Viability	Financing
					Years	Months		
Scenario 1 (default)	5.56%	13.75%	12.64%	-R\$ 53,033.06	8	9	NOT VIABLE	NO
Scenario 2	4.50%	13.75%	11.46%	-R\$ 102,230.76	9	2	NOT VIABLE	NO
Scenario 3	8.00%	13.75%	15.32%	R\$ 88,213.93	8	0	VIABLE	NO
Scenario 4	5.56%	12.21%	12.64%	R\$ 22,742.91	8	9	VIABLE	NO
Scenario 5	4.50%	12.21%	11.46%	-R\$ 36,882.31	9	2	NOT VIABLE	NO
Scenario 6	8.00%	12.21%	15.32%	R\$ 195,519.56	8	0	VIABLE	NO
Scenario 7	5.56%	13.75%	14.98%	R\$ 39,074.23	7	7	VIABLE	YES
Scenario 8	4.50%	13.75%	13.41%	-R\$ 10,123.47	7	11	NOT VIABLE	YES
Scenario 9	8.00%	13.75%	18.58%	R\$ 180,321.22	7	0	VIABLE	YES
Scenario 10	5.56%	12.21%	14.98%	R\$ 99,650.91	7	7	VIABLE	YES
Scenario 11	4.50%	12.21%	13.41%	R\$ 40,025.69	7	11	VIABLE	YES
Scenario 12	8.00%	12.21%	18.58%	R\$ 272,427.56	7	0	VIABLE	YES

Table 3- Results of the feasibility study- 100 kWp system.

Source: Made by the author

Considering the average exchange rate found in the first half of 2015 (3,30R\$/€), a majority condition of feasibility was observed among the 12 proposed scenarios.

The larger system only showed as not viable under the most “aggressive” proposed scenario, while the smaller one showed viability in 8 of them.

Then, a big client of the distribution utility Light in Rio de Janeiro was chosen among the scope of customers categorized as holders of high technical potential by Carmo (2014).

Carmo (2014) used actual data provided by Light to build load curves of 4.767 customers, which after being compared with the curve of solar radiation incidence in Rio de Janeiro allowed the proper identification and classification of technically qualified customers to adopt the photovoltaic generation in their establishments.

The chosen client, Palácio da Fazenda, is one of the most iconic buildings in the city and one of the greatest representatives of the neo-classical architectural style in national territory.

Using Sketchup Pro 2015 software, a 3D model of the building was made and the path taken by the shadows of its own constructive elements as well as of other relevant buildings in its surroundings were simulated.

Thus, it was possible to delimit the roof area in which relevant shading occurs throughout the year, so as to derail the installation of photovoltaic plates in this perimeter.

To quantify the photovoltaic generation, different module orientation/tilt proposals were evaluated, being chosen the one that presented better results during summer months, in order to reconcile increased levels of radiation with the maximization of useful available surface usage, without neglecting the

aesthetic factor.

A potential 583.18 kWp system was designed, being capable of generating an estimated value of 715.5 MWh per year. The power generated would be able to provide 11.68% of the annual need of the building, being the annual savings of approximately R\$ 447,767.39.

Once the power generation was estimated, it became possible to apply the previously developed feasibility study to the Palácio da Fazenda case study.

Projecting the future generation of energy for the entire useful life of the system (25 years) and using the same parameters estimated before, it was possible to analyze the financial feasibility of the project in each of the twelve chosen scenarios (Table 4).

	Inflation	Discount rate	IRR	NPV	Payback		Viability	Financing
					Years	Months		
Scenario 1 (default)	5.56%	13.75%	13.16%	-R\$ 148,378.53	8	6	NOT VIABLE	NO
Scenario 2	4.50%	13.75%	11.98%	-R\$414,496.20	8	11	NOT VIABLE	NO
Scenario 3	8.00%	13.75%	15.84%	R\$ 615,647.41	7	9	VIABLE	NO
Scenario 4	5.56%	12.21%	13.16%	R\$262,473.12	7	9	VIABLE	NO
Scenario 5	4.50%	12.21%	11.98%	-R\$ 60,048.58	7	9	NOT VIABLE	NO
Scenario 6	8.00%	12.21%	15.84%	R\$ 1,197,047.65	7	9	VIABLE	NO
Scenario 7	5.56%	13.75%	15.60%	R\$ 306,247.12	8	3	VIABLE	YES
Scenario 8	4.50%	13.75%	14.01%	R\$ 40,129.45	8	8	VIABLE	YES
Scenario 9	8.00%	13.75%	19.23%	R\$ 1,070,273.06	7	7	VIABLE	YES
Scenario 10	5.56%	12.21%	15.60%	R\$ 637,295.72	8	3	VIABLE	YES
Scenario 11	4.50%	12.21%	14.01%	R\$ 314,774.03	8	8	VIABLE	YES
Scenario 12	8.00%	12.21%	19.23%	R\$ 1,571,870.26	7	7	VIABLE	YES

Table 4- Results of the feasibility study- Palácio da Fazenda.

Source: made by the author

Most of the scenarios presented feasibility (9 out of 12 showed positive net present value).

Two additional currency pricing scenarios were examined, both of them more disadvantageous from the standpoint of a module importer (4.00 R\$/€ and 4.50 R\$ /€).

Clearly, the exchange rate indeed represents a critical factor in the analysis, since four additional scenarios became not viable using 4.00 R\$/€ rate and only two of them remained viable under 4.50 R\$/€ rate (only those which required a lower minimum attractiveness of 12.21%, and had an above-inflation tariff pricing remained viable).

However, it is important to realize that the evolution of electric rate above inflation was indeed repeatedly verified in the recent history of the country, being this a pattern that most likely will keep happening in near future.

Keywords

Photovoltaic solar energy; economic feasibility; distributed generation;
large consumers

Sumário

1	Introdução	23
1.1.	Relevância do tema e contexto geral	23
1.2.	Produção científica brasileira sobre energia fotovoltaica	30
1.3.	Objetivos do trabalho	32
1.4.	Estrutura do trabalho	32
2	O setor elétrico brasileiro e a energia solar fotovoltaica: panorama geral e conceitos fundamentais	34
2.1.	Matriz energética mundial x matriz brasileira	34
2.2.	Matriz elétrica mundial x matriz elétrica brasileira	36
2.3.	O mercado brasileiro de energia elétrica e a evolução do marco regulatório	38
2.4.	A energia solar	45
2.5.	Tecnologias disponíveis	47
3	Modelagem da viabilidade econômico-financeira	50
3.1.	Mensurando o investimento inicial	51
3.2.	Preços dos componentes	52
3.3.	Perspectiva da evolução de preços do sistema	57
3.4.	Evolução das tarifas de energia elétrica	58
3.4.1.	Conceitos e definições relacionados à tarifa elétrica	58
3.5.	Estimando a energia gerada pelo sistema	63
3.6.	Cálculo do cenário padrão	66
3.7.	Cálculo de cenários alternativos	68
3.8.	Tamanho do sistema	69
3.9.	Resultados	70
3.9.1.	Resultados para sistema de 1 MWp	70
3.9.2.	Resultados para sistema de 100 KWp	72

4 Estudo de caso para um grande consumidor da Light	74
4.1. Potencial de geração de energia solar fotovoltaica de um sistema integrado à edificação e interligado à rede - Análise do Palácio da Fazenda	77
4.2. Levantamento de dados de radiação solar incidente na localidade	89
4.3. Disposição dos módulos fotovoltaicos na cobertura do prédio	92
4.4. Aplicando análise de viabilidade ao sistema estimado para o Palácio da Fazenda	97
4.5. Impacto da variação da taxa de câmbio no preço final do sistema	98
5 Conclusão	102
6 Referências bibliográficas	105

Lista de tabelas

Tabela 1 - Potencial de geração fotovoltaica residencial – Brasil.	27
Tabela 2 - Mecanismos de incentivo à geração solar.	29
Tabela 3 - Indicadores de desempenho da produção científica brasileira sobre energia fotovoltaica	33
Tabela 4 - Produção mundial de eletricidade em 2012.	36
Tabela 5 - Matriz de energia elétrica brasileira.	38
Tabela 6 - Crescimento médio anual da capacidade instalada de geração.	40
Tabela 7 - Capacidade instalada de geração e acréscimo anual (1952-1962).	41
Tabela 8 - Mudanças no setor elétrico brasileiro.	45
Tabela 9 - Estimativa preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.	54
Tabela 10 - Preço do Watt-pico da instalação.	55
Tabela 11 - Tarifas Light.	61
Tabela 12 - Quantidade de consumidores comerciais por sub-grupo de tensão.	62
Tabela 13 - Quantidade de consumidores industriais por sub-grupo de tensão.	62
Tabela 14 - Dados de irradiação solar Estação Rio - Praça 15 de Novembro.	65
Tabela 15 - Projeção futura do IPCA .	66
Tabela 16 - Parâmetros do cenário padrão.	68
Tabela 17 - Cenários alternativos.	68
Tabela 18 - Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários – Sistema 1MWp.	70
Tabela 19 - Custo nivelado x tarifa (R\$/MWh) – Sistema 1MWp.	71
Tabela 20 - Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários – Sistema 100 kWp.	72
Tabela 21 - Custo nivelado x tarifa (R\$/MWh) – Sistema 100 kWp.	73

Tabela 22 - Dados de radiação solar.	91
Tabela 23 - Características do modelo escolhido.	92
Tabela 24 - Resumo integração de placas na área disponível total.	93
Tabela 25 - Resumo integração de placas na área disponível após correção por sombreamento.	95
Tabela 26 - Perdas mensais por sombreamento em cada orientação de fachada.	95
Tabela 27 - Estimativa de geração.	96
Tabela 28 - Consumo estimado do prédio.	97
Tabela 29 - Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários – Palácio da Fazenda.	98
Tabela 30 - Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários com câmbio 4,00 R\$/€\$.	99
Tabela 31 - Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários com câmbio 4,50 R\$/€\$.	99
Tabela 32 - LCOE (Câmbio 3,30R\$/€\$).	100
Tabela 33 - LCOE (Câmbio 4,00R\$/€\$).	101
Tabela 34 - LCOE (Câmbio 4,50R\$/€\$).	101

Lista de figuras

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração.	24
Figura 2- Evolução mundial da capacidade instalada fotovoltaica em MW.	24
Figura 3 - Preços dos sistemas fotovoltaicos nos Estados Unidos – US\$/Wp.	25
Figura 4- Capacidade instalada por região.	26
Figura 5 - Produção científica brasileira na base Web of Science sobre o tema “Photovoltaic” entre 1980 e agosto de 2013.	32
Figura 6- Oferta mundial de energia por fonte em 2012.	34
Figura 7- Consumo mundial de energia por fonte em 2012.	35
Figura 8- Oferta interna de energia 2014.	35
Figura 9- Consumo final nacional por fonte 2014.	36
Figura 10- Produção mundial de energia elétrica por fonte 2012.	36
Figura 11- Oferta interna de energia elétrica.	37
Figura 12- Matriz de energia elétrica brasileira por fonte.	38
Figura 13- Efeito fotovoltaico.	47
Figura 14- Evolução histórica da participação de mercado das tecnologias.	49
Figura 15- Custo comparativo energia elétrica Brasil x Países selecionados.	50
Figura 16- Preço dos módulos (€/Wp).	52
Figura 17- Preço dos inversores (€/Wp).	53
Figura 18- Custo nacionalizado de investimento em sistemas fotovoltaicos.	55
Figura 19- Preço médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2014.	56
Figura 20- Preço de sistemas residenciais/comerciais nos Estados Unidos em 2013 (US\$/Wp).	57
Figura 21- Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA.	59
Figura 22- Tarifas Light 2003-2015.	59
Figura 23- Variação tarifária em relação ao ano anterior.	60

Figura 24- Resultado para sistema simulado no Rio de Janeiro com inclinação igual à latitude.	65
Figura 25- Curva de carga de um consumidor comercial.	75
Figura 26- Curvas de carga de consumidores industriais.	75
Figura 27- Curva média dos consumidores Categoria 5 x curva média de radiação solar.	77
Figura 28- Fachada principal.	78
Figura 29- Fundos do Palácio.	78
Figura 30- Vista aérea do Palácio.	79
Figura 31- Visão terraço.	79
Figura 32- Curva de carga Palácio x curva de radiação solar.	80
Figura 33- Vista do modelo 3D do Palácio da Fazenda e prédios no entorno.	81
Figura 34- Sombreamento Equinócio Outono (20/03/2015).	83
Figura 35- Sombreamento Solstício de Inverno (21/06/2015).	84
Figura 36- Sombreamento Equinócio de Primavera (23/09/2015).	85
Figura 37- Sombreamento Solstício de Verão (22/12/2015).	87
Figura 38- Áreas com sombreamento relevante em cada estação do ano.	88
Figura 39- Área útil potencial para projeto fotovoltaico.	89
Figura 40- Desvio azimutal das fachadas.	90
Figura 41- Integração das placas no modelo 3D do edifício.	93
Figura 42 - Integração dos módulos após remoção de placas com sombreamento superior a 30%.	94

Lista de siglas e abreviaturas

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
AFRMM - Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante
AgeRio - Agência de Fomento do Estado do Rio de Janeiro
Amforp – American Foreign Power Company
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BACEN – Banco Central do Brasil
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOS - Balance of System
a-Si – Silício amorfo
CAPEX - Capital Expenditure
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDTE – Telureto de cádmio
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIF - Cost, Insurance and Freight
CIGS - Disseleneto de cobre, gálio e índio
CIS - Disseleneto de cobre e índio
CMBEU - Comissão Mista Brasil- Estados Unidos
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária
COPOM - Comitê de Política Monetária
Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
c-Si - Silício cristalino
CSP - Concentrating Solar Power
d - taxa de degradação anual
DSSC - Dye-sensitized solar cell

E - Energia gerada pelo sistema
Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
EPIA - European Photovoltaic Industry Association
FC - Fator de capacidade
FFE - Fundo Federal de Eletrificação
FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos
Firjan - Federação das Indústrias do Rio de Janeiro
FND - Fundo Nacional de Desestatização
FOB - Free On Board
G - Unidade de referência para irradiância
GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GW - Gigawatt
GWh - Gigawatt-hora
H - Irradiância solar incidente no plano do gerador
IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS - Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação
IEA - International Energy Agency
II - Imposto sobre a importação de produtos estrangeiros
IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI - Imposto sobre produtos industrializados
IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica
kW - Quilowatt
kWh - Quilowatt-hora
kWp - Quilowatt-pico
LCOE - Levelized Cost of Electricity
m - Metro
MAE - Mercado atacadista de energia elétrica
MME - Ministério de Minas e Energia
MRE - Ministério das Relações Exteriores
m-Si - Silício monocristalino
MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora
O&M - Operação e Manutenção
NREL - National Renewable Energy Laboratory
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX - Operational Expenditure
PDEE - Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS - Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PND - Programa Nacional de Desestatização
Po - Potência nominal
PR - Performance Ratio
p-Si - Silício policristalino
RGR - Reserva Global de Reversão
RTE - Revisão Tarifária Extraordinária
SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
Siscomex - Sistema integrado de comércio exterior
TIR - Taxa interna de retorno
TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA - Taxa Mínima de Atratividade
TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
TWh - Terawatt-hora
UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro
VPL - Valor presente líquido
W - Watt
Wp - Watt-pico
Yf - Final yield
Yr - Reference yield

Eu colocaria meu dinheiro no sol e na energia solar. Que fonte de energia! Espero que não precisemos esperar até que o petróleo e o carvão acabem para encarar isto.

Thomas Edison, em conversa com Henry Ford e Harvey Firestone em 1931

1 Introdução

1.1. Relevância do tema e contexto geral

Em 31 de outubro de 2014 ocorreu o 6º Leilão de Energia de Reserva, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, o primeiro na história a contar com oferta de energia solar fotovoltaica segregada de outras fontes. O mais disputado leilão de energia elétrica já feito no Brasil chegou ao fim após oito horas e 104 rodadas de negociação (o recorde anterior era de 72 rodadas), com saldo de 889,7 MW (megawatts) contratados por usinas solares. Destacou-se pelo alto deságio de 17,9% em relação ao preço-teto de R\$262/MWh fixado para o leilão, tendo o preço médio final sido de R\$ 215,12/MWh (CCEE, 2014).

Esse resultado representa um marco no setor elétrico nacional e permite vislumbrar um promissor movimento de inserção da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira.

O 7º Leilão de Energia de Reserva (realizado em 28 de agosto de 2015) teve 382 empreendimentos de geração de energia fotovoltaica cadastrados, totalizando uma capacidade instalada de 12.528 MW, superior à capacidade da usina hidrelétrica de Belo Monte (11.000 MW). Desses, 30 empreendimentos foram contratados com prazo de fornecimento de 20 anos, somando uma capacidade instalada de 1.043 MW (CCEE, 2015a).

O Plano Decenal de Expansão de Energia com horizonte de 2024 foi publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em dezembro de 2015 (EPE, 2015b). Dentre as principais projeções do plano figura o aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica nacional em 73 mil MW (megawatts). Metade desta expansão é baseada em fontes renováveis (eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas), sendo 7.000 MW exclusivamente provenientes de geração fotovoltaica, cuja capacidade instalada mostrava-se pouco representativa em 2014 (Figura 1).

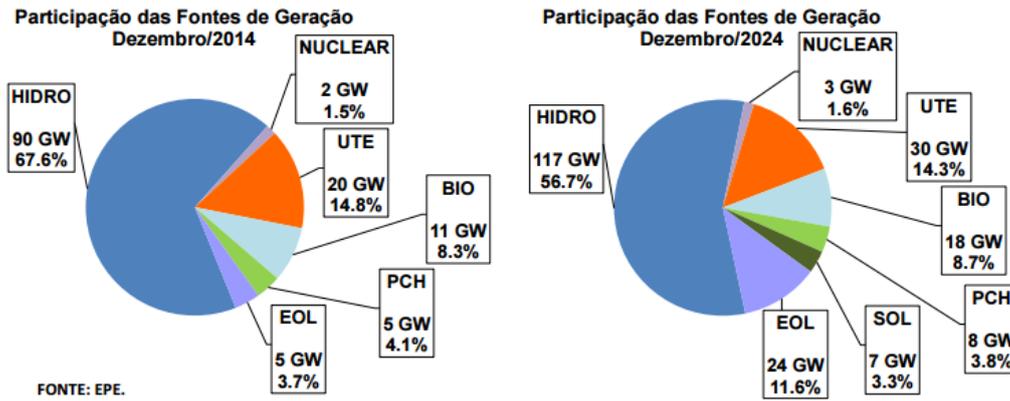


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: EPE (2015b).

Os sucintos dados mencionados acima inserem-se numa dinâmica mundial de crescimento exponencial do aproveitamento da energia fotovoltaica nas primeiras décadas do século XXI. Segundo dados da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2014), a capacidade instalada mundial que era de 23 GW em 2009, chegou a 40 GW em 2010 e atingiu a expressiva marca de 139 GW em 2013 (Figura 2).

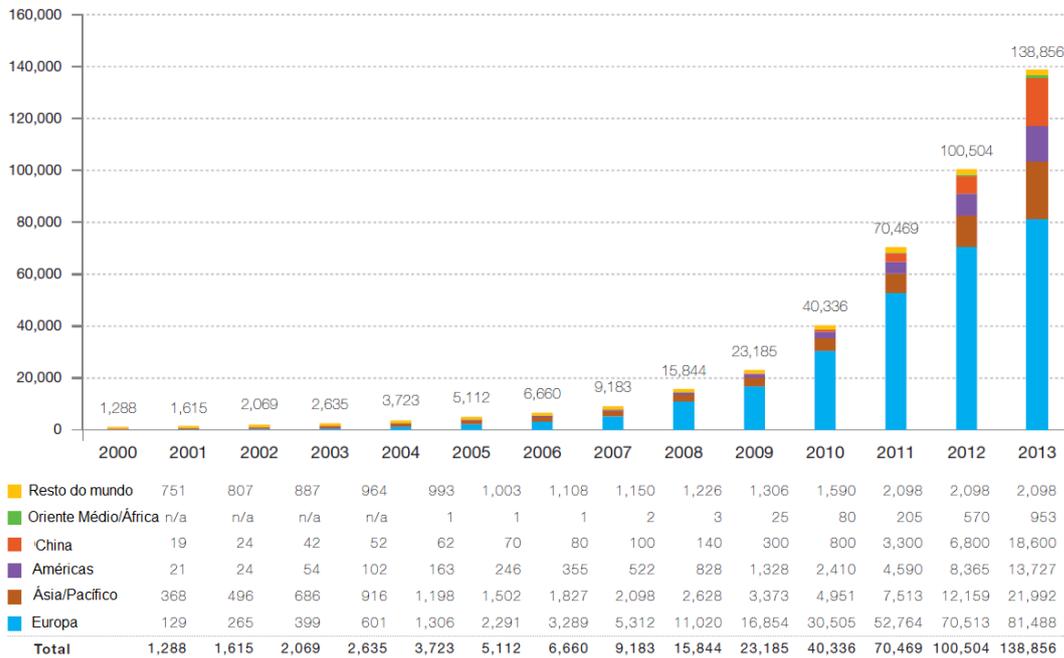


Figura 2- Evolução mundial da capacidade instalada fotovoltaica em MW. Fonte: EPIA (2014).

Ao mesmo tempo, os preços relacionados a equipamentos e instalação de fotovoltaicos seguiram em direção oposta, caindo significativamente a medida que a capacidade instalada aumentava, como reflexo da curva de aprendizagem e dos ganhos de escalabilidade adquiridos (Figura 3). Segundo a EPE (2014a), a rápida expansão observada inequivocamente se reverte em redução de custos gerando retroalimentação que estimula o crescimento da capacidade instalada.

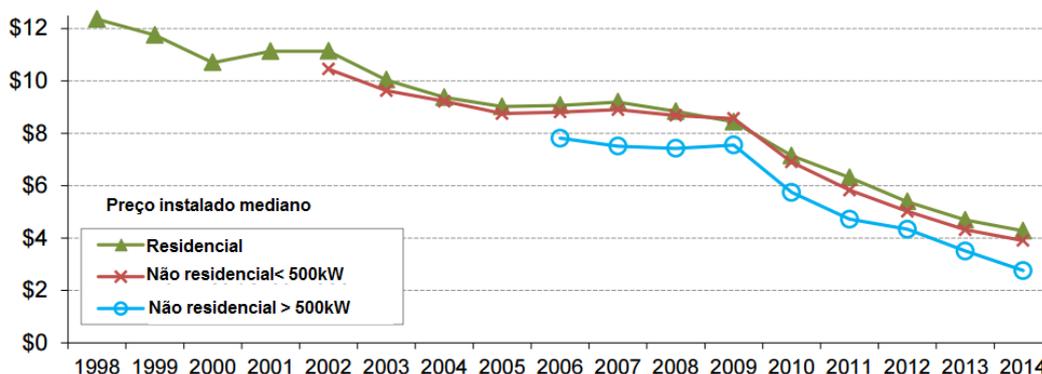


Figura 3- Preços dos sistemas fotovoltaicos nos Estados Unidos – US\$/Wp.
Fonte: Barbose et al. (2015).

O crescimento médio anual no período 2000-2013 atingiu 43%, muito em função de programas governamentais de estímulo à adoção dessa fonte (com destaque para o *Renewable Energy Sources Act*, programa alemão de incentivo às fontes renováveis lançado em 2000 que alçou o país à liderança global em capacidade instalada com 35.7 GW em 2013).

Na maioria dos países, o setor fotovoltaico foi (ou ainda é) fortemente orientado por políticas públicas de fomento, de modo que o retrato do mercado mundial é altamente correlacionado com o enfraquecimento, modificação ou aprofundamento do uso de incentivos públicos.

De fato, o declínio do apoio político recente levou mercados já maduros em vários países europeus (Alemanha, Itália, Bélgica, França e Espanha, por exemplo) a apresentarem redução ou crescimento mais lento em 2013, enquanto que a implementação de novas políticas de tarifa *feed-in*¹ levou a um expressivo aumento dos mercados de outros países, especialmente asiáticos (como China e Japão).

Apesar de apresentar queda em sua participação de 70% em 2012 para 59% em 2013, a Europa ainda é líder em capacidade instalada com 81,5 GW, seguida pela Ásia com 40,6 GW e Américas com 13,7 GW (Figura 4).

¹ No modelo *feed-in* o consumidor é remunerado pela energia gerada baseado na tarifa residencial local mais uma margem adicional.

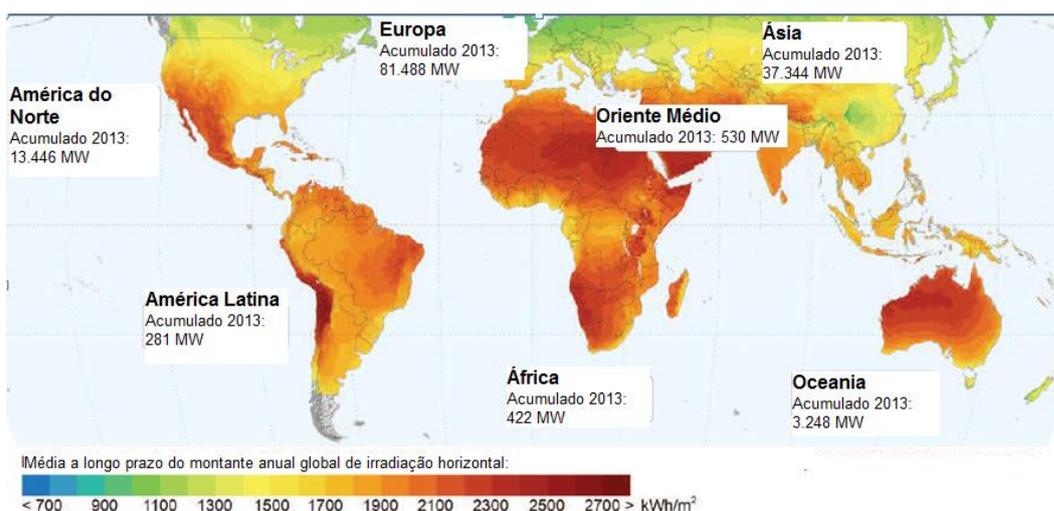


Figura 4- Capacidade instalada por região.
 Fonte: EPIA (2014).

As estimativas mais recentes descrevem um ainda acanhado mercado no Brasil, com apenas 20 MW de capacidade instalada (EPE, 2014a) e em sua maioria localizada em lugares remotos não cobertos pelo sistema interligado. Não obstante, o potencial de crescimento do mercado nacional é promissor, maior até do que o apresentado pelos países líderes no uso dessa fonte.

Sob um olhar estratégico, o Brasil possui inúmeras dotações naturais oportunas, como por exemplo altos níveis de irradiação solar (Figura 4) e grandes reservas de quartzo de elevada qualidade (o quartzo é a matéria prima do silício cristalino, que é o material a partir do qual as células fotovoltaicas são fabricadas)

Segundo EPE (2012), no Brasil a irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano. Dessa forma, a irradiação solar global incidente em grande parte do país supera os números encontrados em países com destaque no uso da energia solar: 900 a 1.250 kWh/m²/ano na Alemanha, 900 a 1.650 kWh/m²/ano na França e 1.200 a 1.850 kWh/m²/ano na Espanha.

O potencial de geração elétrica fotovoltaica nas residências comparado as suas necessidades de consumo também ratificam a contundente vocação brasileira para aproveitamento da energia solar. Dados da EPE (2014a) indicam que a capacidade de geração supera a necessidade de consumo em todos os Estados (Tabela 1), sendo o índice de cobertura em nível nacional igual a 230% (a capacidade potencial supera o consumo em mais de 2 vezes).

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)	Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial
AC	110	964	373	258%
AL	505	4.424	1.227	361%
AM	420	3.679	1.784	206%
AP	80	701	500	140%
BA	2.360	20.674	6.144	337%
CE	1.430	12.527	3.751	334%
DF	410	3.592	2.191	164%
ES	595	5.212	2.213	236%
GO	1.220	10.687	3.958	270%
MA	1.020	8.935	2.563	349%
MG	3.675	32.193	10.118	318%
MS	505	4.424	1.571	282%
MT	570	4.993	2.182	229%
PB	1.020	8.935	2.632	339%
PE	1.410	12.352	4.563	271%
PI	555	4.862	1.328	366%
PR	1.960	17.170	6.986	246%
RJ	2.685	23.521	12.833	183%
RN	555	4.862	1.805	269%
RO	265	2.321	1.084	214%
RR	65	569	345	165%
RS	1.970	17.257	7.750	223%
SC	1.075	9.417	4.935	191%
SE	350	3.066	979	313%
SP	7.100	62.196	38.783	160%
TO	255	2.234	695	321%
Total	32.820	287.505	124.896	230%

Tabela 1- Potencial de geração fotovoltaica residencial – Brasil.
Fonte: EPE (2014a).

Tomando por base as inerentes vantagens naturais que o país possui, é seguro afirmar que a geração de energia fotovoltaica pode ser um importante condutor ao incremento da participação das fontes renováveis e da segurança de nossa matriz energética.

De fato, esse movimento já era previsto pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (EPE, 2014b), que estimava a diminuição, em termos relativos, da geração de fonte hidráulica, seguido do aumento respectivo na participação de outras fontes renováveis.² Também convém destacar acordo firmado em junho de 2015 com os Estados Unidos, no qual em Declaração Conjunta sobre Mudança de Clima, ambos os governos comprometeram-se a atingir, individualmente, 20% de participação de fontes renováveis – além da geração hidráulica – em suas respectivas matrizes elétricas até 2030 (MRE, 2015).

Entretanto, frente à múltipla natureza dos condicionantes da expansão da energia fotovoltaica, cabe ao Estado, enquanto planejador, identificá-los, propor alternativas de mitigação dos mesmos e iniciativas de viabilidade e

² Estimava-se que a capacidade instalada fotovoltaica atingiria 3.500 MWh em 2023 em comparação com os atuais 20 MWh. Os número do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (EPE, 2015) são bem mais otimistas.

desenvolvimento do mercado. As principais barreiras incidentes sobre essa fonte energética englobam as esferas normativa, tributária, de pesquisa e desenvolvimento, de fomento econômico e regulatória.

No tocante ao último fator mencionado, convém destacar o avanço promovido pela ANEEL em 2012, ao prover melhorias no respaldo regulatório por meio da publicação da Resolução Normativa nº 482 (REN 482/2012). Essa norma, posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº 517 (REN 517/2012) e Resolução Normativa nº 687 (REN 687/15), estabeleceu as condições gerais para micro³ e mini⁴ geração distribuída no Brasil, assim como o sistema de *net metering* (sistema de compensação de energia elétrica).

Por esse sistema, ao consumidor é permitido instalar pequenas usinas (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou de cogeração qualificada), injetar a energia gerada na rede, ceder essa energia a título de empréstimo gratuito à distribuidora e compensar o montante emprestado com o consumo próprio de energia elétrica num prazo de 60 meses. A energia pode ser compensada no próprio imóvel ou em quaisquer outros cujas faturas estejam sob sua titularidade (e na área de atendimento da mesma distribuidora).

Também é permitido que diversos consumidores se unam em um consórcio ou cooperativa com o intuito de instalar um sistema de micro ou minigeração distribuída e, posteriormente, utilizem a energia gerada para reduzir as faturas dos mesmos.

A geração solar fotovoltaica se dá sob as vertentes centralizada e distribuída. Na primeira, a usina solar tem grande escala e está conectada, em geral, a uma linha de transmissão que leva a energia elétrica até a rede da distribuidora para então alcançar o consumidor. Já na segunda vertente, a usina de menor escala (estabelecimentos comerciais e residenciais de pequeno/médio porte) está conectada diretamente à rede da distribuidora, onde se dá o consumo, sendo o último o caso da micro e minigeração distribuídas.

No que tange à geração centralizada, foi publicada a Resolução Normativa nº 481/2012, que estipulou o desconto de 80% nas tarifas de uso dos sistemas

³ Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

⁴ Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

elétricos de transmissão e de distribuição (TUST⁵ e TUSD⁶) para os empreendimentos com capacidade de geração de até 30 MW (desde que entrem em operação comercial até 31/12/2017, aplicável nos 10 primeiros anos de operação). Após 31/12/2017 o desconto tarifário permanecerá em 50% (ANEEL, 2012a).

São reconhecidos como principais instrumentos de incentivo à adoção de fontes renováveis/fotovoltaicas o sistema de preços *feed-in tariff*, pelo qual a geração por fontes renováveis é adquirida a preços diferenciados e o sistema de compensação preconizado pelo *net metering*.

É importante destacar que os mecanismos utilizados para incentivar a geração solar fotovoltaica não se restringem a esses sistemas, tendo cada país utilizado uma receita própria de combinações de diversos incentivos. Na Tabela 2 verificam-se as práticas utilizadas em países com destaque na capacidade instalada mundial.

Mecanismo	Alemanha	Itália	França	EUA	Japão	Espanha
Tarifa-prêmio (" <i>feed-in tariff</i> ")	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Subsídio ao investimento inicial		✓	✓	✓	✓	
Incentivo à aquisição da energia produzida				✓		
Dedução no imposto de renda			✓	✓		
Obrigação de aquisição da energia pela concessionária				✓	✓	✓
Fundos de investimentos para FV	✓			✓		✓
<i>Net metering/Net billing</i>				✓		
Ações voluntárias de bancos comerciais	✓	✓		✓	✓	
Ações voluntárias de distribuidoras	✓			✓	✓	✓
Padrões em edificações sustentáveis	✓					✓

Tabela 2- Mecanismos de incentivo à geração solar.

Fonte: IEA, 2011 apud EPE, 2012, p.39.

O Brasil, por meio da REN 482/2012 e REN 687/15, limitou-se a instituir o *net metering*, por mais que as experiências internacionais indiquem o *feed-in* como o mais eficiente para incentivar o uso desta fonte. Nesse último, a distribuidora remunera a energia fotovoltaica gerada com um valor superior ao da tarifa paga pelo consumidor pela energia convencional (a tarifa-prêmio é calculada visando manutenção de taxas de retorno atrativas em contratos de longa duração). O subsídio é dado pelo governo e repassado aos demais consumidores, o que, se por um lado contribui para com a redução de custos da

⁵ TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão.

⁶ TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição.

geração fotovoltaica, por outro pode colaborar com a deterioração orçamentária dos governos.

Regionalmente, medidas de estímulo à expansão da matriz fotovoltaica vêm sendo tomadas por diversos Estados. Após a publicação do Convênio ICMS nº 16/15 (de 22 de abril de 2015) por parte do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), passou a ser facultada aos Estados a eliminação da cobrança de ICMS⁷ sobre a compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração.

Essa postura foi adotada inicialmente pelos Estados de São Paulo, Goiás e Pernambuco, e posteriormente por Rio Grande do Norte, Ceará e Tocantins, incluídos pelos Convênios nº 44/15 (em 3/6/2015) e nº 52/15 (em 30/6/2015). Mais tardiamente (em 18 de dezembro de 2015), por meio do Convênio ICMS 157/15, os Estados de Acre, Alagoas, Minas Gerais, Rio de Janeiro e do Rio Grande do Sul foram incluídos nas disposições do Convênio ICMS 16/15.

Abordando mais especificamente iniciativas de fomento à expansão da geração fotovoltaica adotadas pelo Estado do Rio de Janeiro, convém destacar a criação do Programa Rio Capital da Energia.

Lançado em 2011, o programa tem como objetivo principal a mobilização da sociedade e a concentração de recursos em torno do debate sobre o desenvolvimento sustentável na área energética, tornando o Estado do Rio de Janeiro um centro de referência mundial em inovação tecnológica, eficiência energética e sustentabilidade ambiental.

Diversos projetos voltados ao aproveitamento da energia solar foram e continuam sendo lançados, como a recente inauguração do Estacionamento Solar da UFRJ, que com investimento de R\$1.6 milhão acrescentou 99 kW à capacidade instalada do Estado.

1.2. Produção científica brasileira sobre energia fotovoltaica

A análise de dados bibliométricos permite vislumbrar a dinâmica de evolução da participação relativa e da visibilidade da produção científica brasileira no campo da energia fotovoltaica.

Recorrendo a dados sobre a produção científica nacional disponível no banco de dados *Web of Science*, Carmo (2014) obteve uma medida da relevância daquela quando comparada ao escopo da produção internacional de

⁷ Imposto sobre as Operações Relativas a Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

publicações relacionadas ao tema fotovoltaico. Em agosto de 2013, a busca pela palavra-chave “*Photovoltaic*” retornou como resultado 37.718 publicações, das quais apenas 1% (389) eram creditadas a pesquisadores brasileiros.

Entretanto, apesar de ainda pouco representativa, foi possível notar o inegável crescimento da produção brasileira a partir de 2008 (Figura 5).

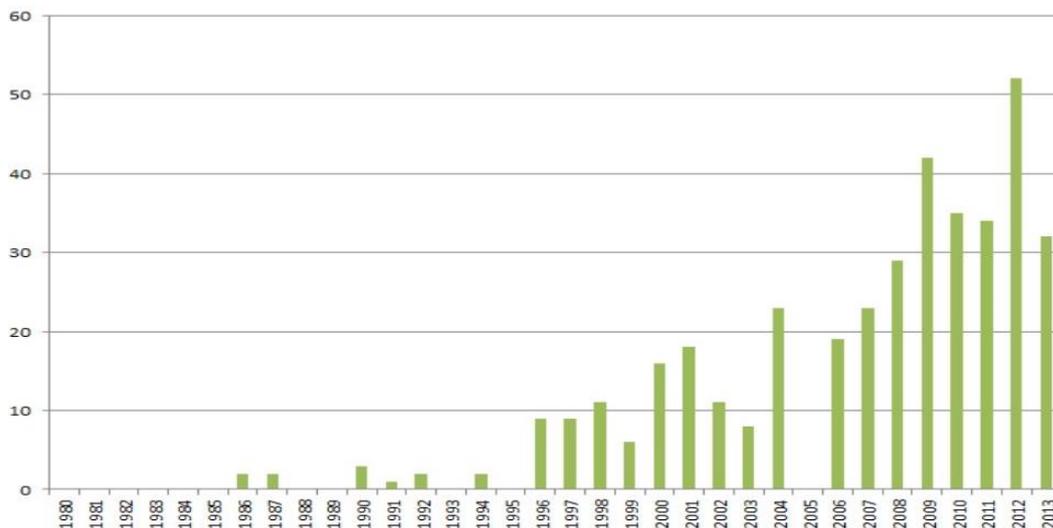


Figura 5 - Produção científica brasileira na base *Web of Science* sobre o tema “*Photovoltaic*” entre 1980 e agosto de 2013.

Fonte: Carmo (2014)

Exercício similar foi realizado por Nascimento (2015), que contabilizou o número de artigos publicados entre 2001 e junho de 2015 na plataforma *Web of Science*. A amostra foi limitada aos artigos referentes aos cinquenta países com maior produção científica e foram restritas ao índice *science citation index expanded (SCI-Expanded)* e a documentos do tipo "artigo".

Em seguida, limitou o escopo à categoria *energy & fuels* e optou por refinar a busca com as palavras-chave "solar" e "*photovoltaic*", excluindo termos que remetessem a equipamentos ou tecnologias específicas.

Posteriormente, ordenou os resultados da busca de acordo com a nacionalidade atribuída aos artigos, baseado no país de residência informado por seus autores. Foram obtidos 4.682 artigos, dos quais 66 tiveram a participação de ao menos um coautor brasileiro (Nascimento, 2015).

A Tabela 3 compila, para o total de artigos e para os relacionados à energia fotovoltaica, a participação brasileira no total, a posição relativa do país e o número médio de citações alcançado por cada artigo.

Área	Indicador			
	Desempenho do Brasil		Número médio de citações por artigo	
	Total de artigos (%)	Posição relativa	Brasil	Top 50
Energia solar fotovoltaica	1,4	22	10,85	16,22
Todas as áreas	2,5	14	n/d	n/d

Tabela 3 - Indicadores de desempenho da produção científica brasileira sobre energia fotovoltaica

Fonte: Nascimento (2015)

No período analisado, autores/coautores brasileiros foram responsáveis por 2,5% do total de artigos sob o indexador *SCI-Expanded*, o que colocava o Brasil na 14^a posição dentre os maiores produtores científicos. Quando limitada exclusivamente à produção de artigos de temática fotovoltaica, a participação brasileira caiu para 1,4% do total (22^o maior contribuidor).

No tocante à visibilidade internacional alcançada pela produção científica nacional, percebe-se que os artigos brasileiros obtiveram, em média, menos citações (10,85) que os artigos oriundos dos 50 países com maior número de publicações nesse período (16,22).

1.3. Objetivos do trabalho

Nesta conjuntura, o presente trabalho propõe-se a contribuir com o aprofundamento dos estudos dedicados ao nascente mercado fotovoltaico nacional, contemplando em particular o Rio de Janeiro.

Buscar-se-á avaliar a viabilidade econômico-financeira de sistemas de geração fotovoltaica distribuída para grandes clientes da concessionária Light, estimando não apenas o preço de um sistema fotovoltaico de médio/grande porte como o retorno financeiro do mesmo e análises de sensibilidade contemplando múltiplos cenários.

Em seguida, aplicar-se-á a análise de viabilidade econômico-financeira desenvolvida a um cliente real da concessionária Light no Rio de Janeiro, escolhido dentre o escopo de consumidores detentores de elevado potencial técnico para o aproveitamento fotovoltaico.

1.4. Estrutura do trabalho

O estudo está estruturado em cinco capítulos, incluindo este capítulo introdutório que apresenta a relevância do tema escolhido, os objetivos do trabalho e sua organização.

O capítulo 2 fornece uma contextualização geral acerca da área de estudo em que se insere o tema desenvolvido, tratando do panorama geral do setor energético no Brasil e no mundo, com especial ênfase à matriz elétrica. Discute a consolidação do mercado brasileiro de energia elétrica desde seus primórdios e a concomitante evolução de seu marco regulatório. Em seguida apresenta alguns conceitos fundamentais referentes ao aproveitamento fotovoltaico além de breve exposição das principais tecnologias disponíveis.

O capítulo 3, por meio das ferramentas usuais de matemática financeira (valor presente líquido - VPL, taxa interna de retorno - TIR e *payback*), propõe um arcabouço de análise da viabilidade de investimento num sistema fotovoltaico, tendo como figura de interesse dois perfis de consumidores (comercial e industrial) do grupo A (média e alta tensão) conectados à rede da concessionária Light.

Por sua vez, o capítulo 4 aplica a análise de viabilidade econômico-financeira desenvolvida no capítulo anterior a um consumidor real da Light, que teve sua capacidade de geração fotovoltaica estimada.

O capítulo 5 apresenta as conclusões finais e sugestões de prosseguimento da pesquisa.

2

O setor elétrico brasileiro e a energia solar fotovoltaica: panorama geral e conceitos fundamentais

2.1.

Matriz energética mundial x matriz brasileira

O panorama da oferta mundial de energia em 2012 evidenciava uma situação um tanto quanto distinta da realidade brasileira. Percebe-se pela Figura 6 a majoritária concentração de fontes energéticas não-renováveis, notadamente carvão, petróleo e gás natural que, sozinhos, representavam 81,7% do total.

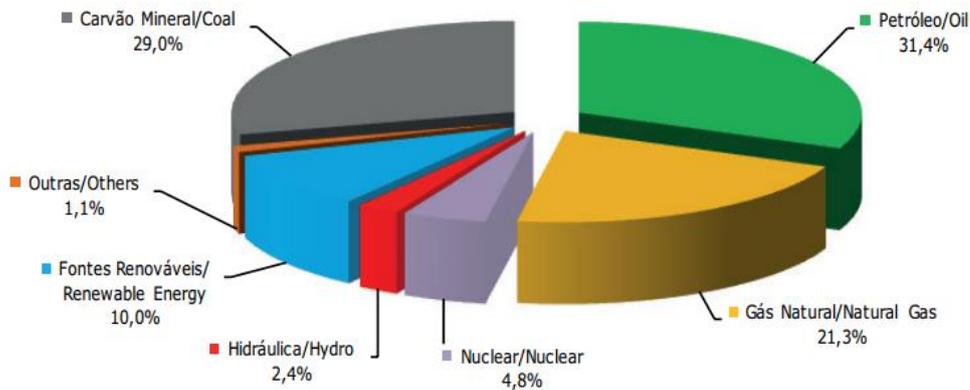


Figura 6- Oferta mundial de energia por fonte em 2012.
Fonte: IEA, 2014 apud EPE, 2015a, p.186.

O consumo final por fonte ratifica o mesmo perfil, sendo as fontes não renováveis responsáveis por 66% (Figura 7).

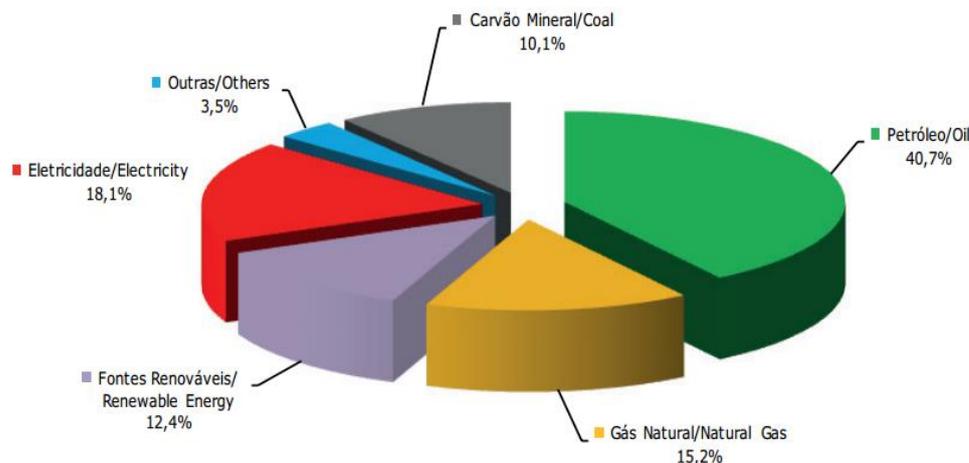


Figura 7- Consumo mundial de energia por fonte em 2012.
Fonte: IEA, 2014 apud EPE, 2015a, p.188.

A matriz energética nacional em 2014 (Figura 8), apesar de também apresentar maior participação de não-renováveis, descrevia um cenário menos concentrado (com carvão, petróleo e gás somando 58,6%).

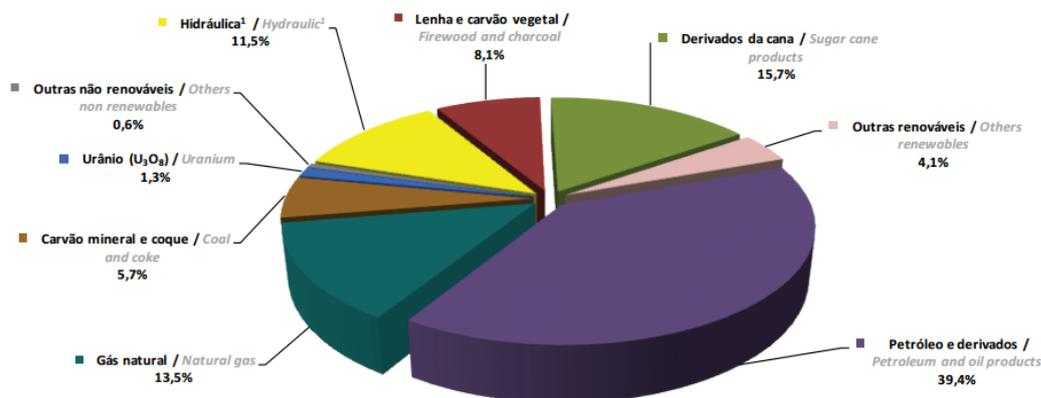


Figura 8- Oferta interna de energia 2014.
Fonte: EPE (2015a).

O consumo final por fonte segue o mesmo padrão, com destaque para os derivados de petróleo que possuem participação de 44,5% no total (Figura 9).

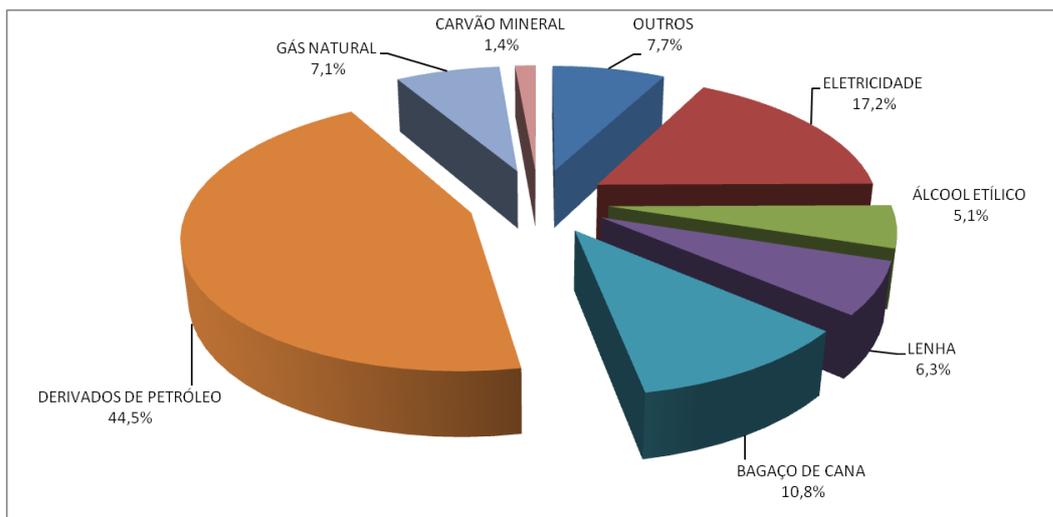


Figura 9- Consumo final nacional por fonte 2014.
Fonte: EPE (2015a).

2.2.

Matriz elétrica mundial x matriz elétrica brasileira

Abordando especificamente a matriz elétrica, a disparidade de nossa situação em relação ao paradigma global mostra-se ainda mais evidente.

Em 2012 produziu-se 22.668 TWh de eletricidade no mundo, sendo o Brasil o nono maior produtor (Tabela 4).

2012												
	China	Estados Unidos	Índia	Rússia	Japão	Canadá	Alemanha	França	Brasil	Coreia	Demais países	Mundo
TWh	4.985	4.271	1.128	1.069	1.026	634	623	559	552	531	7.290	22.668
% do total mundial	22%	19%	5%	5%	5%	3%	3%	2%	2%	2%	32%	100%

Tabela 4- Produção mundial de eletricidade em 2012.
Fonte: IEA, 2014 apud EPE, 2015a, p.194.

A esmagadora maioria da eletricidade mundial era provida por fontes não-renováveis, marcadamente por plantas operadas com carvão mineral (Figura 10).

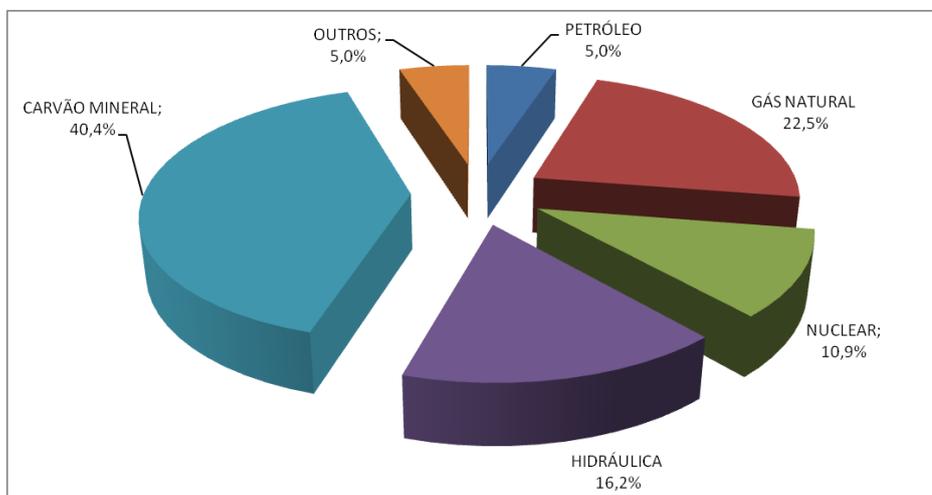
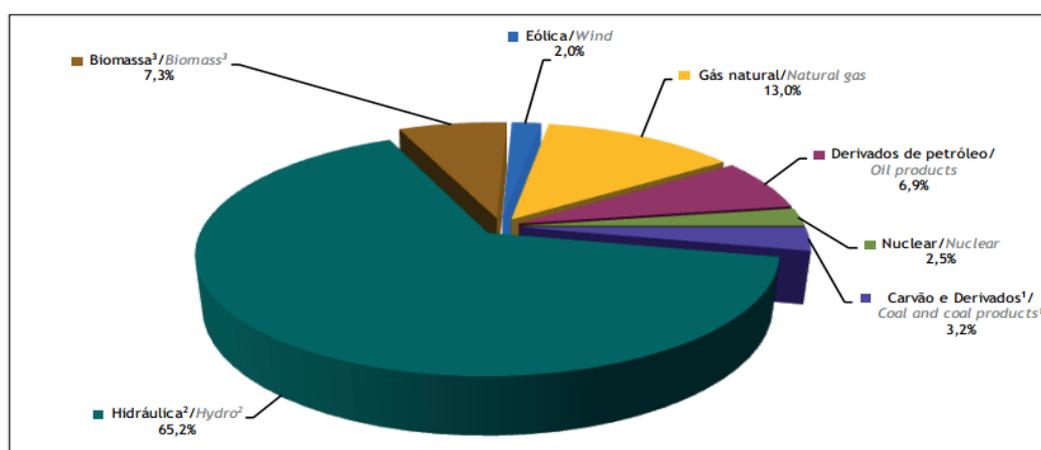


Figura 10- Produção mundial de energia elétrica por fonte 2012.
Fonte: IEA, 2014 apud EPE, 2015a, p.193.

Em nítido contraste, o Brasil possui significativa participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica, que respondem por 74,5% da oferta interna de eletricidade (Figura 11).

Segundo dados do Balanço Energético Nacional 2015 (EPE, 2015a), a geração de energia elétrica no Brasil em 2014 atingiu 590,5 TWh, o que representa um crescimento de 3,4% em relação ao ano anterior.

Desse total, 65,2% foram provenientes de fonte hidráulica, que mesmo tendo apresentado expansão de capacidade instalada, recuou 4,5% em participação frente à 2013. Essa queda pode ser creditada à persistência das condições hidrológicas desfavoráveis que impactam o país desde 2013, e que por sua vez provocaram incremento significativo na geração termelétrica, sobretudo proveniente do gás natural, que apresentou crescimento de 17,5%.



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Figura 11- Oferta interna de energia elétrica.

Fonte: EPE (2015a).

No tocante à capacidade instalada de geração de energia elétrica, em 2014 alcançou-se um total de 133.914 MW, o que representou acréscimo de 7.171 MW em comparação com 2013. Essa expansão se deu via centrais hidráulicas, respondendo por 44,3% do incremento, centrais térmicas com 18,1% e usinas eólicas e solares que, começando a demonstrar relevância, foram responsáveis por 37,6% do aumento.

A foto da matriz elétrica brasileira em 2015, de acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL (Tabela 5), indicava uma participação ainda pouco expressiva da fonte solar, respondendo por 0,01% da capacidade total (Figura 12).

Fonte			Capacidade Instalada			Total						
Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	Nº de Usinas	(KW)	%	Nº de Usinas	(KW)	%				
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	392	10.491.820	7,1238	408	10.598.775	7,1964				
		Biogás-AGR	2	1.722	0,0011							
		Capim Elefante	3	65.700	0,0446							
		Casca de Arroz	11	39.533	0,0268							
		Óleos vegetais	2	4.350	0,0029							
	Biocombustíveis líquidos	Floresta	Carvão Vegetal	7	51.397				0,0348	2	4.350	0,0029
			Gás de Alto Forno - Biomassa	8	109.865				0,0745	81	2.521.323	1,7119
			Licor Negro	17	1.978.136				1,3431			
	Resíduos animais	Resíduos florestais	Resíduos Florestais	49	381.925				0,2593			
			Biogás - RA	9	1.804				0,0012	9	1.804	0,0012
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	Biogás - RU	12	75.151				0,0510	12	75.151	0,0510
			Cinética do vento	279	6.781.697				4,6046	279	6.781.697	4,6046
	Eólica	Cinética do vento										
Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	1	24.400	0,0165	23	3.614.155	2,4539				
		Carvão Mineral	13	3.389.465	2,3014							
		Gás de Alto Forno - CM	9	200.290	0,1359							
	Gás natural	Calor de Processo - GN	Calor de Processo - GN	1	40.000	0,0271	145	12.425.882	8,4370			
			Gás Natural	144	12.385.882	8,4098						
	Outros Fósseis	Calor de Processo - OF	Calor de Processo - OF	1	147.300	0,1000	1	147.300	0,1000			
			Gás de Refinaria	7	339.960	0,2308	2160	9.942.406	6,7507			
	Petróleo	Óleo Combustível	Óleo Combustível	41	4.141.353	2,8119						
			Óleo Diesel	2096	4.523.165	3,0711						
			Outros Energéticos de Petróleo	16	937.928	0,6368						
	Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1191	90.983.864	61,776	1191	90.983.864	61,776			
	Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990.000	1,3511	2	1.990.000	1,3511			
	Solar	Radiação solar	Radiação solar	24	21.231	0,0144	24	21.231	0,0144			
Importação				Paraguai	5.650.000	3,8362						
				Argentina	2.250.000	1,5277						
				Venezuela	200.000	0,1357						
				Uruguai	70.000	0,0475						
Total			4337	147.277.938	100	4337	147.277.938	100				

Tabela 5- Matriz de energia elétrica brasileira.

Fonte: ANEEL (2015a).

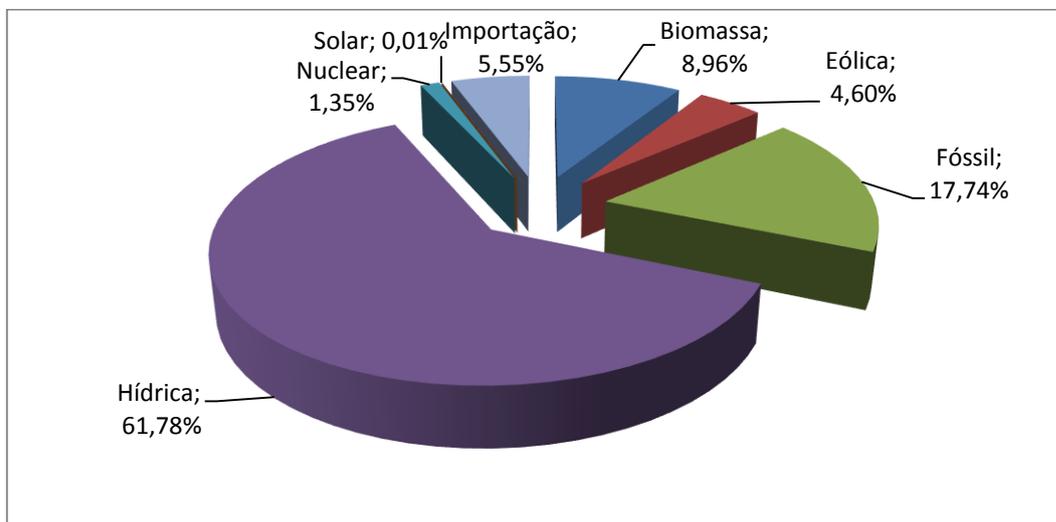


Figura 12- Matriz de energia elétrica brasileira por fonte.

Fonte: ANEEL (2015a).

2.3.

O mercado brasileiro de energia elétrica e a evolução do marco regulatório

Ao longo da história, o setor elétrico brasileiro caracteriza-se pela alternância entre períodos de predominante participação do capital privado e outros de predominância do capital público.

O primeiro período importante compreende o lapso temporal entre o fim do século XIX e a década de 1930, no qual o desenvolvimento da indústria do café impulsionou a modernização do país e a expansão da infraestrutura urbana.

Nesse encaixo se deram as pioneiras utilizações de energia elétrica visando atender serviços públicos de iluminação e transporte⁸.

No breve intervalo entre 1883 e 1900 a capacidade instalada no Brasil foi multiplicada por 178, passando de 61kW para 10.850 kW, sendo 53% provenientes de fonte hidráulica (Gomes et al., 2002). Esse processo atraiu e foi capitaneado por capitais estrangeiros, que criaram companhias de serviço público como a São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited (em 1899), a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company (em 1904) e, mais tardiamente, a American Foreign Power Company – Amforp (em 1924).

O primeiro esboço de marco regulatório por parte do Estado surgiu com a Lei 1.145, de 31 de dezembro de 1903 e o Decreto 5.704 de 10 de dezembro de 1904 que, em termos gerais, regulamentaram a concessão dos serviços de eletricidade quando destinados ao fornecimento a serviços públicos federais (Gomes et al., 2002).

O segundo período, entre 1930 e 1945, foi marcado pela mudança de posicionamento do Estado para um perfil mais intervencionista juntamente com o ocaso do modelo econômico agroexportador. O “apetite” regulatório do Estado se materializou sob o Código de Águas (Decreto 24.643 de 10 de julho de 1934), que deu forma ao projeto de ordenação institucional da gestão do setor de águas e energia elétrica, que nessa época já apresentava elevada concentração⁹.

O Código transferiu à União a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica que, até então, eram regidos por contratos realizados junto a Estados e Municípios. Além disso, estabeleceu novo critério de fixação de tarifas sob um regime de “serviço pelo custo” (a remuneração do capital investido e das despesas de operação se dariam pelo custo histórico dos investimentos). Por fim, cabe destacar que o mesmo Código limitou novas autorizações ou concessões exclusivamente a brasileiros ou empresas organizadas no país.

O maior rigor regulatório no trato entre Estado e empresas privadas somado ao desestímulo à participação estrangeira, levou ao refreamento do investimento na expansão de capacidade instalada por parte dos grupos privados já atuantes (Tabela 6).

⁸ Em 1879 foi criado serviço permanente de iluminação elétrica na então estação central da ferrovia Dom Pedro II (hoje Central do Brasil); o uso pioneiro da eletricidade em transportes públicos se deu em Niterói no ano de 1883, com a inauguração da primeira linha brasileira de bondes elétricos.

⁹ Light e Amforp concentravam mais de 50% de participação no parque gerador nacional.

Períodos	1883-1900	1900-1910	1910-1920	1920-1930	1930-1940	1940-1950
% ao ano	35,7	30,7	8,8	7,8	4,8	1,5

Tabela 6- Crescimento médio anual da capacidade instalada de geração.
Fonte: Gomes et al. (2002).

O descasamento entre a demanda crescente e a capacidade de atendimento levou à ampliação do papel desempenhado pelo Estado que, extrapolando sua atuação de regulador, passou também a produzir energia.

Essa mudança de estratégia caracterizou o terceiro período relevante do setor elétrico nacional, sendo seu marco inicial a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), por meio do Decreto-Lei 8.031 de 3 de outubro de 1945 (Gomes et al., 2002).

Esse período, que se estendeu do pós-guerra até meados dos anos 1970 foi marcado por uma alteração profunda no modelo de desenvolvimento econômico brasileiro, que passou a privilegiar a massiva participação do Estado no planejamento, financiamento e execução dos investimentos no setor elétrico.

Em 1947 o Plano Salte (Plano Saúde, Alimentação, Transporte e Energia) recomendou como prioridade aumentar a capacidade instalada do país de 1.500 para 2.800 MW numa janela de seis anos (Gomes et al., 2002).

Em 1951 foi instituída a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos Para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU), que visava mapear os desequilíbrios estruturais do país em áreas estratégicas como a energética. O governo Vargas também propôs uma série de medidas com o intuito sustentar o crescimento do setor, tais como: a criação de Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE); implementação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE); regulação da distribuição dos impostos entre os entes federativos; instituição do Plano Nacional de Eletrificação e criação da Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobrás).

Incorporando muito do arcabouço de propostas criado pelo governo Vargas, Juscelino Kubitschek (1956-61) deu prosseguimento a um projeto de desenvolvimento do setor elétrico comandado por empresas públicas, com destaque para a criação da Central Elétrica de Furnas e de grande parte das companhias estaduais de energia elétrica. Cabe destacar que a meta de aumento da capacidade instalada de geração (de 3.149 MW em 1955 para 5.595 MW em 1961) teve percentual de atingimento de 84%, com incremento de 2.056,7 MW (Tabela 7).

Ano	1952-54	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962
Capacidade instalada total (MW)	2806	3149	3550,5	3767,9	3993,6	4115,7	4800,6	5205,7	5729,3
Acréscimo anual (MW)	-	343	401,5	217,4	225,7	122,1	684,9	405,1	523,6

Tabela 7- Capacidade instalada de geração e acréscimo anual (1952-1962).

Fonte: Gomes et al. (2002).

Entre 1962-1970 foram implementadas uma série de mudanças institucionais que sustentaram a evolução do sistema elétrico nas décadas seguintes.

Cabe destacar a criação da Eletrobrás em 1962 (com o intuito de planejar e administrar o setor), e a intensificação do investimento federal em infraestrutura hidrelétrica. Em 1963, através do Decreto Federal nº 41.066, a empresa Central Elétrica de Furnas começou a funcionar efetivamente, iniciando de fato a interligação do sistema elétrico ao conectar os sistemas de Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais entre si (Gomes et al., 2002).

Ao longo da década muitas outras usinas foram sendo interligadas, aumentando a robustez e complexidade do setor elétrico nacional.

Com o intuito de prover condições de autofinanciamento do setor elétrico, em 20 de maio de 1971, por meio da Lei 5.655, o governo determinou que a tarifa estabelecida viria a garantir remuneração do capital investido à taxas de 10 a 12%.

Além disso complementavam as fontes de financiamento empréstimos externos, empréstimos compulsórios (adicional cobrado nas contas de energia em troca de obrigações da Eletrobrás a serem resgatados em dez anos, com juros de 12% ao ano), a Reserva Global de Reversão - RGR (fundo criado para dotar o poder concedente dos recursos necessários para possíveis indenizações devidas quando da reversão dos bens/instalações do concessionário ao fim do prazo do contrato de concessão). Era esse arcabouço que iria suportar a expansão do setor sob bases financeiras mais bem definidas (Gomes et al., 2002).

Entretanto, ao longo da década o modelo de financiamento e estrutura de mercado estatal começou a dar sinais de esgotamento. Apesar de haver nítidas disparidades entre o custo de geração e operação entre as diversas regiões do país, as tarifas eram equalizadas em todo o território nacional (Decreto-Lei 1.383 instituído em 1974). O objetivo era incentivar o desenvolvimento energético nas diversas regiões por meio transferências compensatórias entre empresas superavitárias e deficitárias. Essa medida atuava como desestímulo à busca por eficiência e redução de custos (Souza et al., 2014).

Além da equalização, a deterioração econômico-financeira das concessionárias teve prosseguimento com o abandono da fixação de tarifas pelo critério dos custos setoriais, passando a mesma a ser utilizada como instrumento de controle inflacionário. Houve forte contenção do valor real das tarifas e consequente descapitalização e inadimplência dos agentes envolvidos. Quebrado o equilíbrio do modelo, ficou evidente a incapacidade do Estado de investir na expansão do sistema em níveis adequados, catalisada pelo cenário de crise fiscal pelo qual o país passava no fim da década de 1970 e início de 1980.

É justamente essa fase de dificuldade fiscal nos anos 1980 que marca o quarto período crítico do sistema elétrico brasileiro. A crise da dívida externa reduziu de forma dramática os investimentos, paralisando e/ou atrasando a conclusão de obras. Além disso, as concessionárias estaduais passaram a não honrar as contas da energia compradas junto à Eletrobrás, sob alegação de que o governo federal não estaria cumprindo a legislação que garantia a remuneração do setor. Foi gerada uma grave crise institucional (Gomes et al., 2002).

Somente em março de 1993, com a Lei 8.631, iniciaram-se relevantes modificações nas regras de funcionamento do modelo que possibilitaram a proposição de um novo paradigma para o setor elétrico. As tarifas foram desequalizadas e voltaram a ser fixadas pelas distribuidoras, permitindo sua adequação a um nível satisfatório de rentabilidade de acordo com as particularidades de cada mercado (Souza et al., 2014).

Ao longo da década foram sendo criados arcabouços legais/institucionais que permitiram uma brusca guinada no papel desempenhado pelo Estado no setor elétrico, passando de executor a regulador, direcionando e fiscalizando políticas.

Essa mudança marca o quinto período do desenvolvimento do setor elétrico nacional. Por meio das Leis 8.031 (de 12 de abril de 1990¹⁰), 8.987 (“Lei das Concessões” de 13 de fevereiro de 1995) e 9.074 (de 7 de julho de 1995), além do Decreto nº1.503 (de 25 de maio de 1995¹¹), foram estabelecidos os fundamentos da transição de um modelo estatal para um privado, sustentado na criação de um mercado competitivo de energia elétrica (Gomes et al., 2002).

¹⁰ Instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND) e criou o Fundo Nacional de Desestatização (FND).

¹¹ Orientou as privatizações nos setores de geração e distribuição.

Foram criadas condições de atração do capital privado possibilitando o início do processo de privatização do setor, com destaque para a regulamentação do regime de licitação das concessões, que permitiu o surgimento de um cenário competitivo. Também foi criada a figura do produtor independente de energia e facultada a opção dos grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia.

Outro marco fundamental da transição foi o Projeto RE-SEB (1996-1998), sob coordenação do Ministério de Minas e Energia e consultoria da firma inglesa Coopers & Lybrand, que elaborou uma série de recomendações essenciais à reforma:

- i) a necessidade de desverticalizar as empresas de energia elétrica;
- ii) incentivar a competição na geração e comercialização;
- iii) manter sob regulação do Estado os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica;

Além disso, foram criadas a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, pela Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996 (com o intuito de regular e fiscalizar o setor), o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica¹²) pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1998.

A reforma em direção ao modelo de livre mercado, apesar de promissora, apresentou uma série de problemas e incertezas. Entre os principais fatores de dificuldade cabe destacar a elevada dependência externa para financiamento dos projetos, falta de planejamento e gerenciamento estratégico e o fato das reformas terem sido baseados em experiências internacionais que não necessariamente se adaptavam à realidade brasileira (Souza et al., 2014).

Em 2001, frente à iminência de um colapso na oferta de energia elétrica, foi posto em prática um plano nacional de racionamento de energia. Mesmo tendo como causa relevante as condições hídricas desfavoráveis do período, pode-se creditar esse episódio à falhas inerentes à reforma do modelo, que não conseguiu suportar a expansão adequada da oferta (houve inegável atraso na entrega de usinas previstas).

Este episódio intensificou a percepção de que se fazia necessário aprimorar e intensificar o monitoramento e planejamento do setor a fim de se garantir a segurança da matriz elétrica.

Um novo modelo institucional foi proposto em 2004, por meio da Lei 10.848 (de 15 de março de 2014) e do Decreto 5.163 (de 30 de julho de 2004),

¹² Onde se realizavam o encontro de contas entre o que fora contratado e de fato consumido ou gerado.

sob os seguintes princípios norteadores: segurança energética, modicidade tarifária e universalização do atendimento (Souza et al., 2014).

Novos agentes institucionais foram criados com competências e atribuições específicas, sendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a responsável por suceder o Mercado Atacadista de Energia – MAE no tocante à comercialização de energia elétrica.

Além dela, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (com o intuito de avaliar de forma contínua a segurança do suprimento de energia elétrica no país) e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (responsável por planejar o setor elétrico a longo prazo).

A comercialização passou a se dar por meio de dois ambientes de negociação, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR (com agentes de geração e de distribuição de energia) e o Ambiente de Contratação Livre – ACL (com agentes de geração, distribuição, comercialização, importação e exportação, além dos consumidores livres e especiais).

Foram instituídos os leilões como mecanismo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras. Realizados pela CCEE, respeitam o critério de menor tarifa, visando sempre a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores finais (CCEE, 2015b).

A contratação de totalidade da demanda (além de reserva¹³) por parte das distribuidoras e dos consumidores livres é uma das exigências introduzidas pelo modelo, assim como uma nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração e contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas. Essas modificações visam assegurar o devido equilíbrio entre garantia e custo de suprimento (CCEE, 2015b).

Na Tabela 8 são sintetizadas as principais modificações nos modelos recentes do setor elétrico nacional.

¹³ As distribuidoras são incentivadas a sobre-contratarem sua demanda em até 103%, sendo garantido o direito de repassar o excedente às tarifas cobradas dos consumidores finais.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Tabela 8- Mudanças no setor elétrico brasileiro.

Fonte: CCEE (2015b)

2.4.**A energia solar**

O sol, a aproximadamente 149.600.000 km de distância, é a estrela mais próxima da Terra, e em cujo núcleo ocorre geração de energia através de fusão nuclear. A fusão nuclear é um processo no qual dois núcleos se combinam para formar um único núcleo, mais pesado (maior número atômico), liberando uma enorme quantidade de energia.

A energia solar que incide sobre o planeta pode ser aproveitada de forma direta como fonte de energia térmica (para aquecimento de ambientes e fluidos) ou convertida diretamente em energia elétrica, por meio da heliotermia (*Concentrating Solar Power*) ou do efeito fotovoltaico.

No caso da heliotermia, a energia solar é convertida em energia térmica, posteriormente em mecânica e finalmente em elétrica. Esse processo consiste

em refletir sobre um coletor a radiação solar incidente em uma área específica, onde um fluido circulante é aquecido. O calor absorvido pelo fluido é transformado em energia mecânica por meio de uma turbina a vapor, que então converte-se em elétrica por meio de um gerador que se acopla a mesma turbina (Silva, 2015).

Já no efeito fotovoltaico (Figura 13), a radiação solar incidente sobre materiais semicondutores transforma-se diretamente em corrente contínua e posteriormente em corrente alternada por meio aparelhos chamados inversores. Obtém-se corrente elétrica quando fótons provenientes da radiação solar incidem sobre um material semicondutor, em geral silício, previamente purificado e dopado (Fuchs & Esposito, 2013).

O silício em estado bruto tem impurezas (diversos outros elementos químicos) que devem ser reduzidas para que atinja características de semicondutor. Faz-se necessário um processo de purificação no qual se reduza o nível de outros elementos químicos até ser atingido um nível de 99,9999% de pureza para aplicações em células solares. No entanto, o silício puro não é bom condutor (pois não possui elétrons livres), sendo necessário adicionar outros elementos como boro e fósforo através do processo de dopagem (Fuchs & Esposito, 2013).

A incidência de radiação eletromagnética sobre material semicondutor dopado fornece energia aos elétrons do material, podendo lançá-los para a banda de condução. Por meio da combinação de dois materiais com diferentes níveis eletrônicos, é possível obter uma tensão elétrica entre suas extremidades, que gera uma corrente elétrica quando conectados a uma carga (Universidade Estadual de Campinas, 2015).

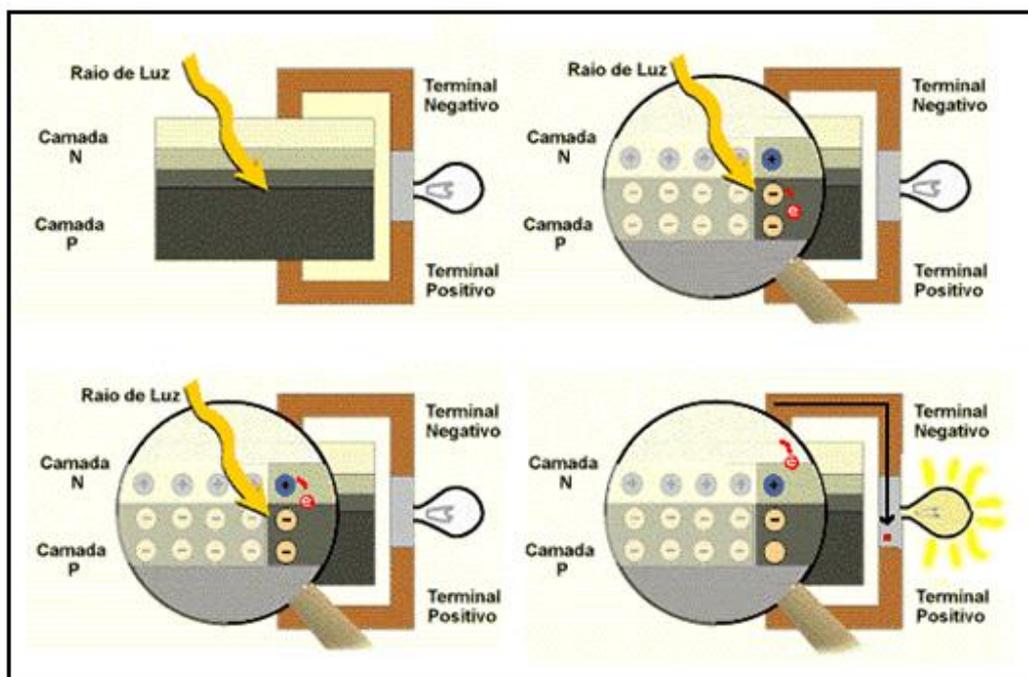


Figura 13- Efeito fotovoltaico.
Fonte: CRESESB (2015b).

2.5. Tecnologias disponíveis

O silício é o segundo elemento mais abundante no planeta Terra, atrás apenas do oxigênio. Nos últimos 30 anos o silício cristalino tornou-se a tecnologia mais amadurecida e de maior escala comercial, sendo a matéria-prima mais utilizada pela indústria na fabricação das células fotovoltaicas.

Basicamente, as células de silício cristalino (c-Si), chamadas de primeira geração, podem ser de dois tipos:

- i. Monocristalino (m-Si): Tecnologia mais antiga no mercado e de maior eficiência (16-22%), sendo as células feitas a partir de um único cristal de silício (chamado de cristal semente) mergulhado em silício fundido (Machado & Miranda, 2015).
- ii. Policristalino (p-Si): células de menor eficiência em relação ao m-Si, formadas por diversos cristais, que são fundidos e posteriormente solidificados direcionalmente. Seu processo produtivo é menos custoso, exigindo menos material e energia, o que explica seu menor preço e liderança no mercado de módulos solares (Ruther, 2004).

As células ditas de segunda geração são as de filme fino, que permitiram o desenvolvimento de módulos flexíveis, cujas superfícies curvas aumentam a

versatilidade e capacidade de integração arquitetônica. Ruther (2004) destaca três tipos:

- i. Silício amorfo (a-Si): Possui camadas muito finas de silício (cerca de 1µm de espessura), apresentando eficiência menor (4-8%) quando comparado com o silício cristalino, mas ao mesmo tempo menores custos de fabricação e preço final.
- ii. Telureto de cádmio (CDTE): São mais baratas que as células de silício cristalino e mais eficientes que as de silício amorfo (10-11%). Entretanto, a baixa disponibilidade e toxicidade do material são grandes desvantagens. Seus componentes básicos, cádmio e telúrio, são subprodutos da mineração/processamento de zinco e cobre respectivamente.
- iii. Disseleneto de cobre (Gálio) e índio (CIS E CIGS): são células geradas a partir de compostos baseados no disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS). Possuem a maior eficiência dentre as de segunda geração (7-12%), mas seu complexo processo de fabricação eleva seu preço. Assim como o CDTE, possuem menor disponibilidade na natureza elevada toxicidade.

Já as células de 3ª geração compreendem tecnologias emergentes, cuja aplicação comercial é ainda embrionária. Convém destacar, entre outras, as células orgânicas e as células solares sensibilizadas por corante ou DSSC (*Dye-Sensitized Solar Cell*). As primeiras são formadas pela junção de duas camadas principais (uma doadora e outra aceptora de elétrons) onde se dá o efeito fotovoltaico. Esse tipo de célula apresenta eficiência de 3-7% (Machado & Miranda, 2015).

Já as DSSC atraíram a atenção do mercado pelo seu potencial de se tornar uma tecnologia de baixo custo, fabricação simples e elevada eficiência. O princípio básico é a utilização de um corante capaz de transferir um elétron no estado excitado para um óxido semiconductor, que inicia o processo que leva à geração de corrente (Machado & Miranda, 2015).

A organização EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*) prevê que as tecnologias emergentes de 3ª geração já respondam por 6% do mercado em 2020 ao passo que as de 1ª (c-Si) e 2ª geração (a-Si, CdTe e CIGS) acumulariam 61% e 33% de participação respectivamente (Figura 14).

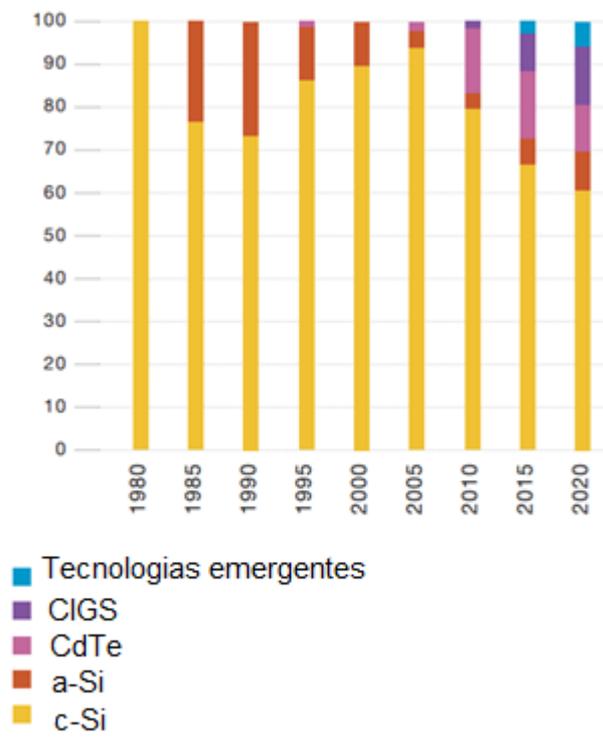


Figura 14- Evolução histórica da participação de mercado das tecnologias.
Fonte: EPIA (2011).

3 Modelagem da viabilidade econômico-financeira

Inegavelmente, o cenário enfrentado pelo setor elétrico brasileiro entre 2013 e 2015, com baixos níveis nos reservatórios e acionamento perene das usinas termelétricas a fim de suprir a demanda, indicou um aumento substancial das condições de viabilidade da adoção da alternativa fotovoltaica. Dados da Firjan (2015a) de maio de 2015 demonstravam que o custo da energia para a indústria no Brasil era 343,2% superior à média do custo dos Estados Unidos, por exemplo, o que significava possuir a energia mais cara num painel de 27 países selecionados (Figura 15).

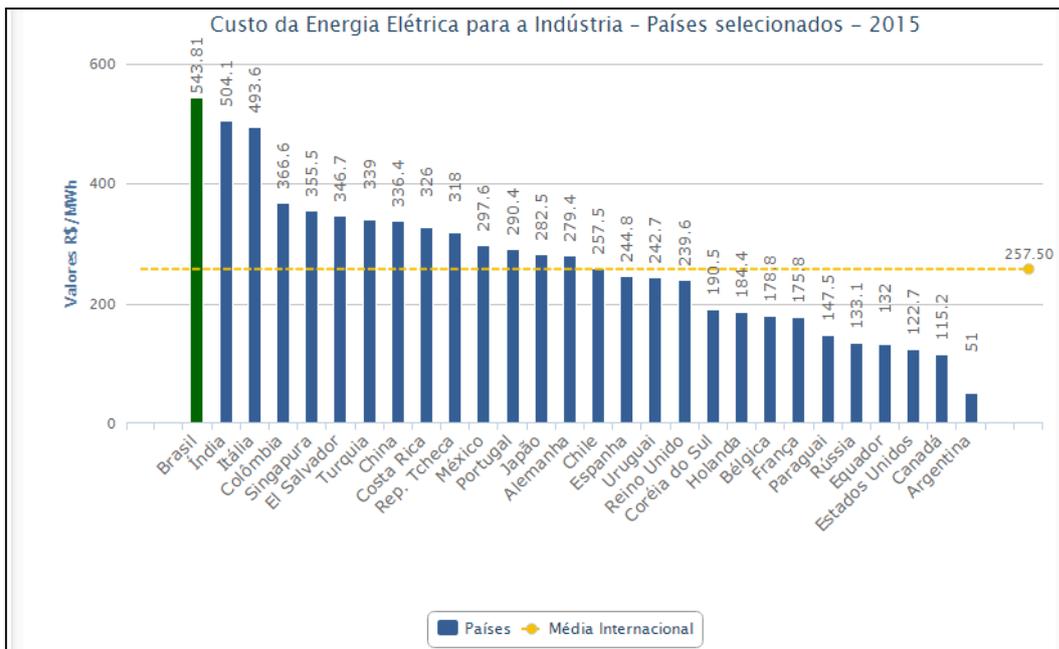


Figura 15- Custo comparativo energia elétrica Brasil x Países selecionados.
Fonte: Firjan (2015a).

A decisão do consumidor por adotar a micro/minigeração em seu estabelecimento passa inequivocamente pela análise comparativa do quando estaria deixando de pagar à distribuidora pela compra de energia versus o montante de investimento necessário para adquirir e manter seu sistema fotovoltaico.

Sendo assim, este capítulo buscará realizar uma avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída tendo como figura de

interesse o consumidor comercial/industrial do grupo A (média e alta tensão) conectado à rede da Light.

Para tanto, buscar-se-á, por meio das ferramentas usuais de matemática financeira (valor presente líquido - VPL, taxa interna de retorno - TIR e *payback*), realizar a análise da viabilidade do investimento no sistema fotovoltaico levando em consideração dois perfis genéricos de consumidor. Alinhado ao exercício realizado por EPE (2012), serão supostos um sistema de 100 kWp como sendo representativo de uma instalação comercial típica e um sistema de 1.000 kWp como sendo representativo de uma instalação industrial típica.

Dada a capacidade dos sistemas propostos, fica evidente que nossos agentes hipotéticos caracterizam-se como minigeradores, ou seja, seriam potenciais usuários do sistema de compensação de energia (*net metering*) regulamentado pela Resolução Normativa nº 687/2015.

A base metodológica será norteadada pelo trabalho de Nakabayashi (2015), que realizou avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída para consumidores residenciais, sendo as devidas adaptações aplicadas quando necessárias.

A análise fundamenta-se na projeção de um fluxo de caixa compreendendo todo o período de vida útil do sistema (usualmente 25 anos), na qual são consideradas todas as entradas de receita (custo evitado com compra de energia da distribuidora) e saídas de caixa (OPEX¹⁴) trazidas a valor presente para serem comparadas ao valor do investimento inicial (CAPEX¹⁵).

Segundo Nakabayashi (2015), uma vez definidos os fluxos futuros de entradas e saídas de caixa, a viabilidade do projeto passa pela análise dos seguintes fatores: i) investimento necessário para a instalação do sistema; ii) energia gerada pelo sistema; iii) tarifas e impostos sobre a energia elétrica convencional; iv) energia injetada na rede elétrica, curva de carga e percentual de autoconsumo; v) características do sistema de geração distribuída. Todos serão abordados na sequência.

3.1. Mensurando o investimento inicial

Inúmeros trabalhos propuseram-se à apresentar metodologias de estimação dos custos associados ao investimento inicial necessário para implementação de um projeto fotovoltaico. A abordagem majoritária consiste em

¹⁴ OPEX (Operational Expenditures): custo de operação

¹⁵ CAPEX (Capital Expenditures): investimento de implantação

nacionalizar preços internacionais dos equipamentos que, após aplicação de taxas, impostos e custos associados, culmina na determinação do preço final em R\$/Wp instalado.

Seguindo esse mesmo alinhamento, o presente trabalho seguirá as recomendações propostas por ABINEE (2012) no estudo “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.”

3.2. Preços dos componentes

Deve-se considerar que o custo total do sistema fotovoltaico é composto além dos módulos, pelo inversor, pelo BOS (*Balance of System Costs*) e pelos custos de instalação. O BOS por sua vez compreende os componentes elétricos, dimensionamento, montagem e sustentação do sistema, cabos, etc.

Segundo a publicação Photon (2015), referência mundial no acompanhamento dos preços do mercado fotovoltaico, os valores referentes a módulos e inversores no mercado alemão (maior mercado comprador) em 08/05/2015 apresentaram-se estáveis em relação a tendência recente.

Numa amostra de 4.130 modelos de módulos chineses vendidos na Alemanha, o preço médio foi de €0,55/Wp (Figura 16).

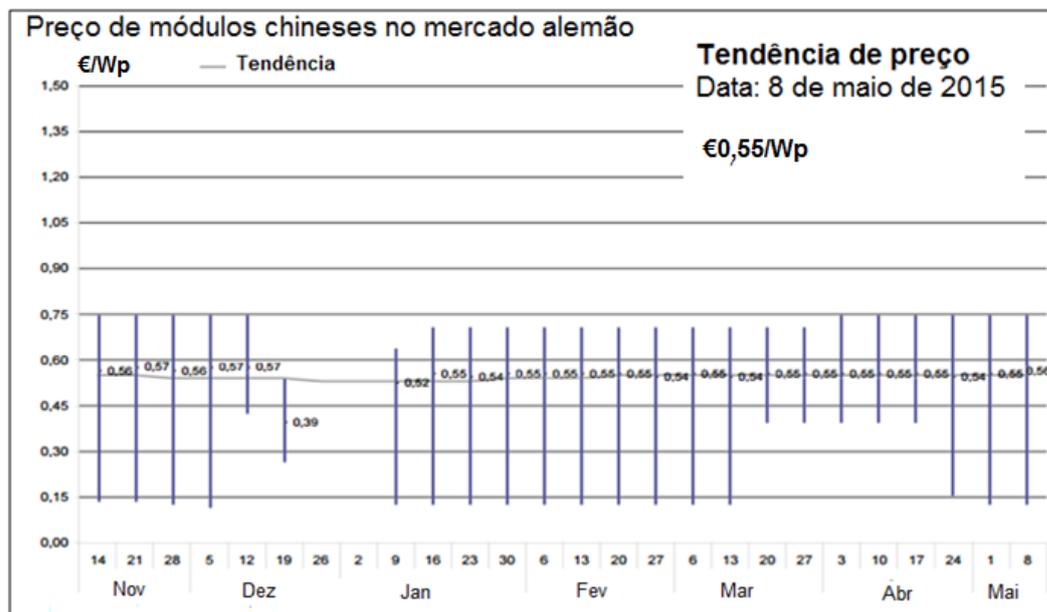


Figura 16- Preço dos módulos (€/Wp).
Fonte: Photon (2015).

No tocante aos inversores, numa amostra de 5.636 modelos o preço médio foi de €0,11/Wp (Figura 17).

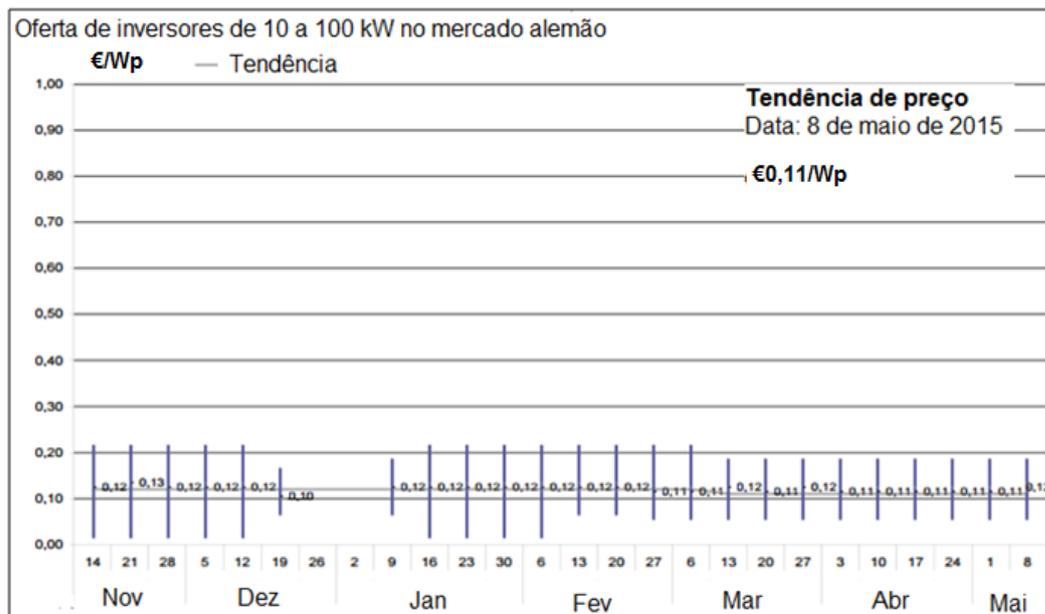


Figura 17- Preço dos inversores (€/Wp).

Fonte: Photon (2015).

Aplicando o cálculo proposto por ABINEE (2012) e, supondo um sistema a partir de 100 kWp utilizando módulos e inversor importados, obtém-se uma estimativa de custo em R\$/Wp (Tabela 9).

EQUIPAMENTOS	MÓDULOS	INVERSORES
Capacidade de um container de 40 pés (Wp)	130.000	
FOB ¹⁶ (€/Wp)	0,55	0,11
FOB (€)	71.500,00	14.300,00
Frete + Seguro Internacional(€)	5.200,00	2.000,00
CIF ¹⁷ (eur) = FOB + Frete + Seguro	76.700,00	16.300,00
(A) =II (12% do valor CIF para módulos e 14% para inversores)	9.204,00	2.282,00
(B) = IPI (0% para módulo e 15% inversores) incid. CIF + (A)	-	2.787,30
(C) = PIS (1,65% "por dentro", aplicável a cif + (A) + (B))	1.561,89	388,53
(D) = COFINS (7,6% "por dentro", aplicável a CIF + (A) + (B))	7.194,16	1.789,61
(E) = ICMS, 18% incidente sobre CIF + (B)	-	3.435,71
(F) Total Impostos (€) (A+B+C+D+E)	17.960,06	10.683,15
(G) Taxas diversas (Siscomex, AFRMM, Armaz etc.) = 12%(F)	2.155,21	1.281,98
(H) Despachante (importadora)	1.200,00	1.200,00
(I) Custos de internalização (F+G+H)	21.315,26	13.165,13

Custos Finais	MÓDULOS	INVERSORES
Custo (€) (CIF + I)	98.015,26	29.465,13
Taxa Câmbio (R\$/€)	3,30	
Custo (R\$)	323.450,36	97.234,93
CUSTO (R\$/Wp)	3,24	

Tabela 9- Estimativa preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.
Fonte: Elaboração própria.

¹⁶ *Free On Board* – Livre a bordo, modalidade de frete na qual o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro do produto até que este seja embarcado no navio. O comprador (importador) torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro a partir daí.

¹⁷ *Cost, Insurance and Freight* - Custo, Seguros e Frete, modalidade de frete na qual o fornecedor/exportador é responsável por todos os custos e riscos da entrega da mercadoria, incluindo o seguro marítimo e frete até a chegada ao porto de destino designado pelo comprador.

Os demais custos associados (BOS e instalação) foram estimados por Nakabayashi (2015) com base em ABINEE (2012) e nos preços internacionais atualizados de Photon (2015). Os valores podem ser observados na Tabela 10.

INSTALAÇÃO	A partir de 10 kWp
Cabos e proteções	0,60
Sistema de fixação	0,80
Demais custos (conexão e projeto)	1,00
CUSTO (R\$/Wp)	2,40

Tabela 10- Preço do Watt-pico da instalação.
Fonte: Nakabayashi (2015)

Dessa forma chega-se ao preço final estimado de 5,64 R\$/Wp. Esse valor é condizente com a faixa estimada originalmente por ABINEE (2012) para um empreendimento desse porte, entre 6,27 R\$/Wp e 5,37 R\$/Wp.

A diferença pode ser creditada a grande diferença nos preços atuais dos componentes (0,55+0,11€/Wp) quando comparados aos preços de 2012 (0,98+0,19€/Wp). Ao mesmo tempo, existe o fator cambial, que na estimativa atual teve efeito encarecedor. A taxa de câmbio original era de 2,30 R\$/€ versus a taxa de 3,30 R\$/€ utilizada¹⁸. Também atualizou-se o valor de ICMS incidindo sobre o inversor para 18%, de modo a refletir a alíquota aplicada no Rio de Janeiro¹⁹.

O preço encontrado também se coaduna com o estimado por EPE (2012). Na Nota Técnica “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, utilizam-se as mesmas premissas metodológicas propostas por ABINEE (2012) para se estimar o valor de 5,91R\$/Wp e 5,20 R\$/Wp para instalação comercial e industrial respectivamente (Figura 18).

Potência	Painéis (2)	Inversores	Instalação& Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kW _p)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kW _p)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kW _p)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥1.000kW _p)	3,50	0,66	1,04	5,20

Figura 18- Custo nacionalizado de investimento em sistemas fotovoltaicos.
Fonte: EPE (2012).

¹⁸ Taxa de câmbio média do Real perante o Euro no primeiro semestre de 2015 (2/01/2015-30/06/2015).

¹⁹ Art. 14, Decreto n.º 27.427 de 17 de novembro de 2000.

Convém ressaltar que, para se chegar ao preço final, EPE (2012) utilizou na época uma taxa de câmbio de 1,75 R\$/US\$, o que demonstra a expressiva queda do custo da energia fotovoltaica em termos reais.

A tabela 4 acima evidencia que, em geral, sistemas maiores são beneficiados por economias de escala decorrentes da diluição dos custos fixos por uma potência instalada maior. Inversores são adquiridos por preços menores e o custo unitário dos itens de BOS também sofre diminuição pela maior quantidade comprada (Barbose et al., 2014).

Por outro lado, percebe-se que a redução de custos associada à potências maiores passa a não ser tão expressiva, uma vez que os ganhos oriundos da maior escala são compensados pela necessidade de maiores investimentos em estruturas de sustentação e outros custos relacionados ao maior porte do projeto.

Por exemplo, na estimativa de EPE (2012), a redução no custo total em R\$/Wp de um sistema de 100 kWp em relação a um de 4-6 kWp é de 22%, ao passo que a diminuição de custos de um sistema igual ou superior a 1.000 kWp em relação ao primeiro é de apenas 12%.

Konzen et al. (2015) realizou análise do mercado brasileiro de geração fotovoltaica distribuída, através de consulta direta às empresas nacionais do setor. Foram compilados valores médios dos preços das instalações em 2014 por faixa de potência, sendo o resultado exibido na Figura 19.

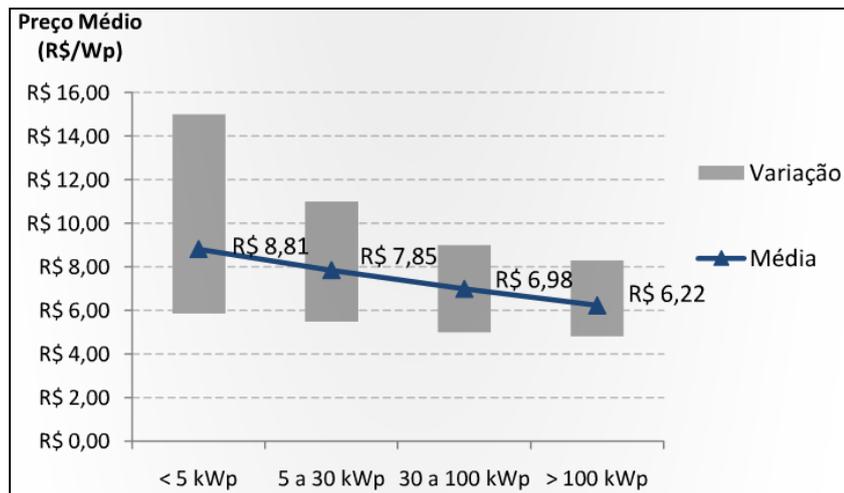


Figura 19- Preço médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2014.
Fonte: Konzen et al. (2015)

Nota-se a expressiva diminuição de custos para instalações até 100 kWp quando comparadas às inferiores à 5kWp (variação de aproximadamente 21%). Ao mesmo tempo, percebe-se a menor economia obtida em instalações com

faixas de potência superiores a 100 kWp (10,8% quando comparadas a sistemas de até 100kWp), o que corrobora os valores obtidos por EPE (2012).

Analisando o mercado nos Estados Unidos em 2013, Barbose et al. (2014) evidenciam a ocorrência do mesmo padrão de precificação, sendo 13,6% a diminuição de custos de instalações até 1.000 kWp em relação às de até 100 kWp. Já a faixa de sistemas >1000 kWp passa a exibir redução bem mais representativa (Figura 20).

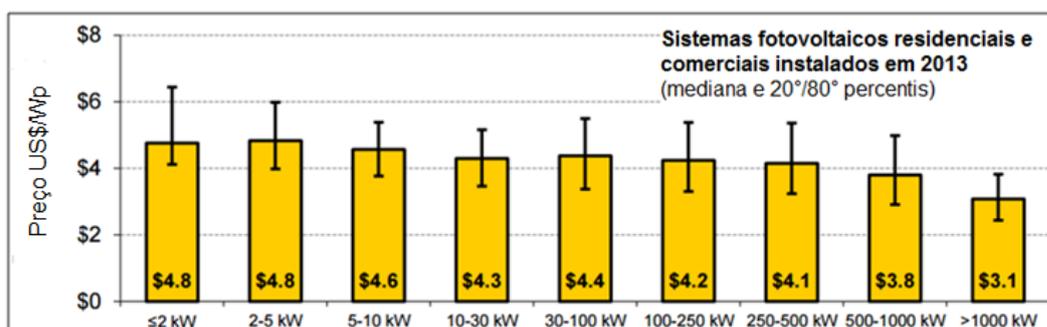


Figura 20- Preço de sistemas residenciais/comerciais nos Estados Unidos em 2013 (US\$/Wp).

Fonte: Barbose et al. (2014).

Diante do exposto, mostra-se razoável considerar-se o preço estimado de 5,64R\$/Wp um valor coerente para balizar o custo de sistemas ≥ 100 kWp e menores que 1.000 kWp, uma vez que as evidências apontam reduções de custo proporcionalmente modestas nesse intervalo.

3.3. Perspectiva da evolução de preços do sistema

Uma das abordagens mais usuais quando se está lidando com cenários futuros de evolução de preços em um dado mercado é a da curva de aprendizado (*learning rate*). Sua lógica básica nos diz que sempre que a capacidade instalada de produção de determinada tecnologia é duplicada, o custo desta decresce em um certo fator (X%).

Conforme descreve Miranda (2013), essa fundamentação decorreu inicialmente da observação de que trabalhadores, máquinas e sistemas de produção tornavam-se mais eficientes conforme mais unidades do produto fossem fabricadas, tendo posteriormente sido extrapolada para estudos de custos de produção, partindo-se do princípio de que a experiência cria oportunidades para sua redução.

No tocante à dinâmica própria da indústria fotovoltaica, a literatura indica que uma redução de aproximadamente 20% no preço dos módulos é alcançada

toda vez que a capacidade instalada é duplicada (De La Tour et al., 2013 apud Nakabayashi, 2015, p.36).

Evidentemente, uma vez que o sistema fotovoltaico é composto por inúmeros componentes, há de se levar em conta a existência de múltiplas curvas de aprendizado. Por exemplo, Barbose et al. (2014) afirma que dinâmica de custos de módulos e inversores segue um balizamento global, são commodities típicas havendo apenas variações marginais nos custos entre os grandes países produtores. Por outro lado, os demais componentes são dotados de um forte fator local de preços.

A despeito dessas diferenças, o sistema como um todo costuma ter um fator de aprendizado próximo ao apresentado pelos módulos individualmente, cerca de 20%, sendo este o aprendizado utilizado em vários estudos (Breyer & Gerlach, 2013; Kersten et al., 2011; Nemet, 2009).

Pelo fato de que a tendência nacional é permanecer ainda por longo tempo como importadora de módulos, é natural que se usem, como aproximação, as tendências internacionais de preços e curvas de aprendizado.

3.4. Evolução das tarifas de energia elétrica

Para que se possa prosseguir com a análise econômico-financeira de um sistema fotovoltaico na aplicação comercial/industrial, faz-se necessário abordar o impacto representado pelas tarifas e projeção futura das mesmas no fluxo de caixa do projeto.

3.4.1. Conceitos e definições relacionados à tarifa elétrica

Diferentemente do aplicado aos consumidores de energia elétrica conectados à rede de baixa tensão, a tarifa de energia elétrica para consumidores de alta tensão (objeto alvo do presente estudo) se divide em dois componentes: consumo e demanda.

Como salientado por Firjan (2011), a tarifa de consumo (dada em unidades de energia - R\$/MWh) visa remunerar a energia de fato utilizada, enquanto que a tarifa de demanda (dada em unidade de potência - R\$/kW) visa remunerar o serviço de disponibilização da energia elétrica (de potência elétrica) no sistema.

Entretanto, uma vez que o objetivo da projeção de tarifas futuras no escopo desse trabalho é estimar o valor economizado com o não pagamento de tarifa de energia, somente o componente consumo merece apreciação. Isso por

que o sistema de compensação de energia introduzido originalmente pela Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012b) determinou que, sendo a energia injetada na rede superior ou não ao consumo do agente, será devido o pagamento da demanda contratada.

Nakabayashi (2015) compilou dados históricos de tarifas de energia considerados para a média nacional entre 1995 e 2015 (Figura 21).

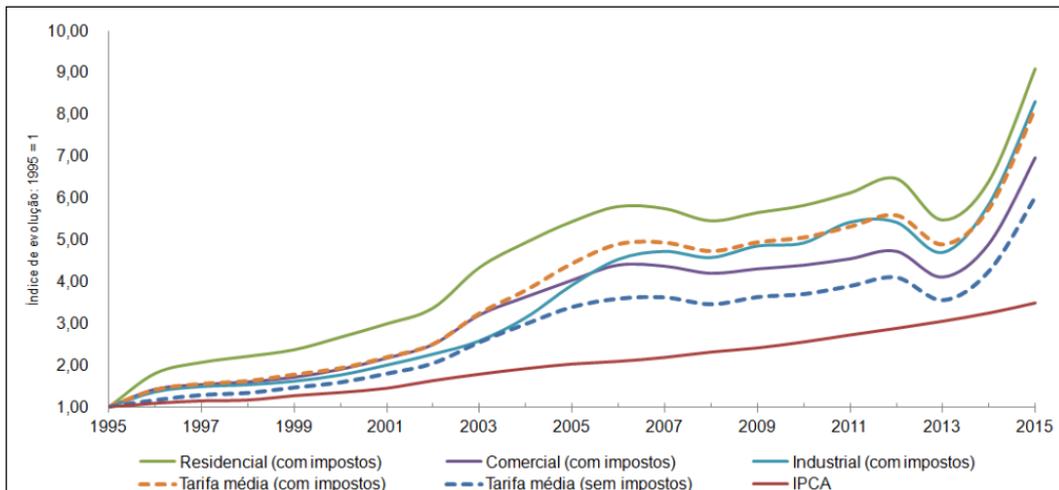


Figura 21- Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA.
Fonte: Nakabayashi (2015)

Entre 1995-2014, as tarifas comercial e industrial evoluíram em média 8,7% a.a e 9,7% a.a. respectivamente, enquanto o IPCA variou em média 6,4%a.a.

Ambas as tarifas cresceram em ritmo superior à inflação no período, o que demonstra uma tendência importante para balizar sua dinâmica futura.

As tarifas da Light, em particular, para as classes comercial e industrial variaram conforme apresentado na Figura 22 e Figura 23.

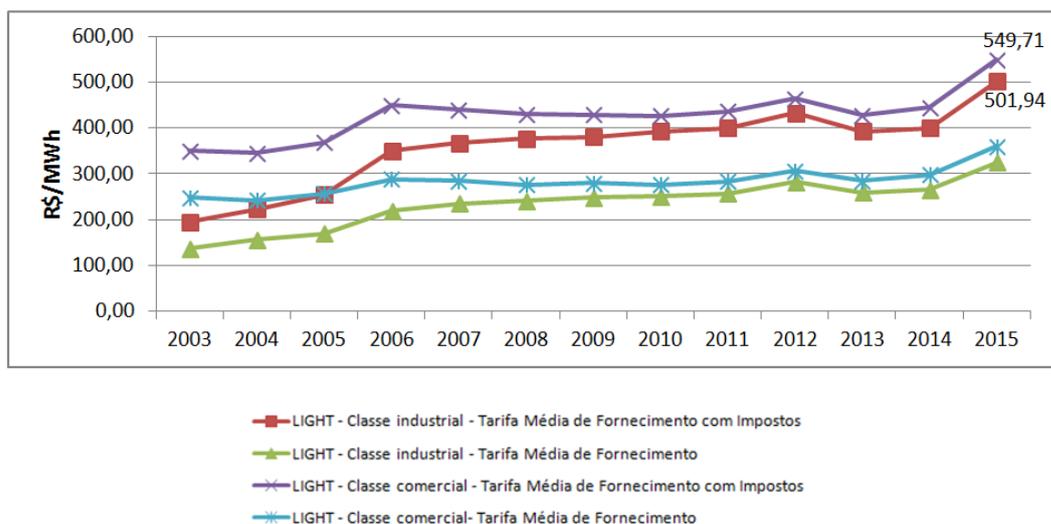


Figura 22- Tarifas Light 2003-2015.
Fonte: ANEEL (2015c)

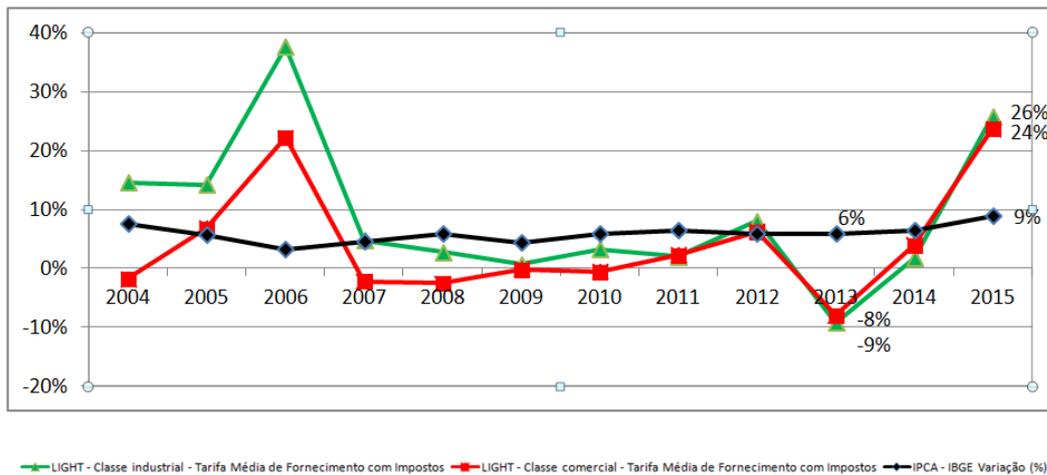


Figura 23- Variação tarifária em relação ao ano anterior.
Fonte: ANEEL (2015c).

Os dados acima captam a dinâmica tarifária da Light a partir da implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico no Brasil (por meio das leis 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004), em vigor até hoje. Em 2015 foi utilizado o IPCA acumulado em 12 meses até junho (IBGE, 2015).

Nota-se em ambos os gráficos uma nítida redução no período 2012-2013 em virtude da Medida Provisória 579, convertida na lei 12.783 em janeiro de 2013, que tratou da renovação antecipada das concessões de geração, distribuição e transmissão dos ativos que venceriam até 2017, com o objetivo de estimular o crescimento industrial, assim como diminuir o custo residencial.

Já o ano de 2014 teve como fator crítico o baixo nível dos reservatórios e o conseqüente elevado acionamento de usinas termelétricas (cujo custo de operação é muito alto) para suprir a demanda. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) se manteve no preço teto de 822,83 R\$/MWh por boa parte do ano.

Foram realizados empréstimos para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras (A CCEE tomou financiamento de R\$17,8 bilhões somados aos empréstimos do Tesouro Nacional no valor de R\$11,7 bilhões) que serão repassados à tarifa.

Os clientes atendidos em alta tensão pela Light foram impactados por três majorações de tarifa no intervalo de um ano, evidenciando o momento conturbado vivido pelo setor elétrico nacional entre 2014 e 2015, tendo sido tendência a autorização de aumentos relevantes de tarifas.

Em novembro de 2014 houve a revisão anual com percepção média de aumento de 19,46%, seguida pela Revisão Tarifária Extraordinária com reajuste

de 22,5% em fevereiro de 2015 e nova revisão anual com aumento médio percebido de 15,94% em novembro de 2015 (Light, 2015).

Ademais, em janeiro de 2015 entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias, que repassam ao consumidor final o aumento do custo da energia em função das condições de geração.

O ano de 2015 iniciou com o despacho pleno do parque térmico, incluindo as térmicas com custo variável unitário (CVU) acima de R\$1.100/MWh. Em agosto de 2015, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou por efetuar o desligamento das usinas térmicas com CVU acima de R\$600/MWh. Em março de 2016 foram desligadas as usinas com custo superior a R\$ 250/MWh, e, em abril, as usinas que custavam mais de R\$ 211/MWh.

Houve evolução significativa das condições hidroenergéticas do Sistema Interligado Nacional no período úmido 2015/2016. O nível de armazenamento dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste (que concentram 70% da capacidade de armazenamento do país) atingiu, em abril de 2016, 57,6% de sua capacidade máxima (MME, 2016). Dessa forma, é previsto que o uso das térmicas até meados de 2016 ainda demonstre relevância, apesar do movimento de gradativo desligamento destas.

Para os cálculos referentes à evolução da tarifa elétrica, no presente trabalho utilizou-se a tarifa base estimada pela Firjan em sua série “Quanto Custa?”, desdobramento do estudo “Quanto Custa a Energia Elétrica para a Indústria no Brasil?” de 2011 (Tabela 11).

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tarifa com imposto	321,3	337,24	319,39	332,98	351,67	352,34
Variação	-	5,0%	-5,3%	4,3%	5,6%	0,2%
	2011	2012	2013	2014	2015	
Tarifa com imposto	367,89	409,23	323,72	421,07	625,81	
Variação	4,4%	11,2%	-20,9%	30,1%	48,6%	
Variação média	8%					

Tabela 11- Tarifas Light.
Fonte: Firjan (2015).

A metodologia desenvolvida pela Firjan consiste no seguinte:

“Os cálculos do custo industrial de energia elétrica são feitos utilizando valores para tarifa de consumo do mercado cativo brasileiro, não sendo considerada a tarifa de demanda. Utilizaram-se tarifas azuis, verdes e convencionais homologadas pela ANEEL das 63 distribuidoras brasileiras para a classe de consumo A4, que abrange cerca de 95% do número total de indústrias no Brasil e quase metade da carga.

Após a compilação dos dados das 63 distribuidoras no Brasil realizam-se ponderações visando encontrar o custo médio por estado que traduzisse as características médias do consumo do Mercado Regulado de energia elétrica. Assim, as ponderações foram feitas utilizando-se a quantidade de energia vendida pela distribuidora no estado, os fatores horários e a carga. Levou-se também em

consideração a sazonalidade da produção industrial brasileira para composição dos custos da energia gerada (pelas usinas termoeletricas e hidroeletricas) ao longo do ano. Esses parâmetros advêm de estudos, pesquisas e estimativas realizadas pelo Sistema FIRJAN junto ao mercado e às próprias indústrias.” (Firjan, 2015a)

Conforme citado anteriormente, estima-se que as tarifas ainda reflitam o alto custo do acionamento contínuo das usinas térmicas até julho de 2015 (com gradual desligamento a partir de agosto de 2015 e ao longo de 2016), somente voltando a sua trajetória usual em 2017. Dessa forma, convém que sejam projetados valores de tarifa em 2015 e 2016 em níveis mais altos e de 2017 em diante valores de média histórica corrigidos pela inflação.

Percebe-se que os parâmetros de entrada da estimação efetuada pela Firjan consideram a classe de consumo A4 como representativa da maioria das empresas comerciais/industriais no Brasil. Sem embargo, tal fato pode ser corroborado tomando por base as pesquisas realizadas por Eletrobras (2008a, b) que identificaram os hábitos energéticos nacionais (no âmbito do PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica).

A pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso foi realizada especificamente para o setor comercial atendido em alta tensão (hotéis, hospitais, shoppings centers, supermercados, edifícios de escritórios, instituições de ensino e bancos), a partir de pesquisas diretas a 953 consumidores de todo o Brasil. O resultado da pesquisa evidenciou que o sub-grupo majoritário é o A4 (Tabela 12).

Concessionária	Sub-grupo de tensão				Total
	A3	A3a	A4	AS	
BRASIL	1	4	897	51	953
Part.(%)	0,1	0,4	94,1	5,4	100,0

Tabela 12- Quantidade de consumidores comerciais por sub-grupo de tensão.
Fonte: Eletrobras (2008a).

Da mesma forma, a pesquisa foi realizada especificamente para o setor industrial atendido em alta tensão, sendo o tamanho da amostra efetivamente pesquisada de 478 consumidores. O resultado corroborou o perfil identificado juntos aos consumidores comerciais (Tabela 13).

	Subgrupo Tensão					Total
	A2	A3	A3a	A4	AS	
Brasil	13	8	5	451	1	478
Part.(%)	2,7	1,7	1,0	94,4	0,2	100,0

Tabela 13- Quantidade de consumidores industriais por sub-grupo de tensão.
Fonte: Eletrobras (2008b).

3.5. Estimando a energia gerada pelo sistema

Antes de se abordar a estimativa da quantidade de energia capaz de ser gerada pelo sistema fotovoltaico, faz-se necessário definir alguns conceitos básicos relacionados ao desempenho do mesmo.

Uma das mais importantes unidades de medida envolvidas na avaliação da eficiência de um sistema é a *performance ratio* (desempenho global do sistema). Ela é fornecida em percentagem, e designa a relação entre o rendimento real e o esperado do sistema fotovoltaico, indicando a proporção de energia disponível após dedução das perdas de energia inevitáveis ocorridas (como as perdas térmicas decorrentes do aquecimento dos módulos por exemplo). É definida como:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.1)$$

A produtividade final do sistema (Y_f) vem a ser a relação entre a energia realmente entregue pelo sistema (E) e a potência nominal dos módulos (P_o), ou seja, indica a produção de energia em kWh por cada unidade de potência em kW (Equação 3.2). Pode também ser interpretada como o número de horas equivalentes de operação anual em potência nominal.

$$Y_f = \frac{E}{P_o} \quad (3.2)$$

Por sua vez, a produtividade de referência (Y_r) indica a relação entre a irradiância solar incidente no plano do gerador em kW/m² (H) e a unidade de referência para irradiância, 1kW/m² (G). Expresso em horas, representa o número de horas de irradiância solar que equivalem a 1kW/m² (Equação 3.3).

$$Y_r = \frac{H}{G} \quad (3.3)$$

Convém destacar que quanto mais próximo dos 100% estiver a PR, mais eficaz é o sistema, estando os valores mais comumente encontrados no intervalo 0,60 e 0,80 (NREL, 2005).

Clavadetshcher & Nordmann, 2007 apud Zomer (2010) realizaram análise de 527 sistemas fotovoltaicos nas últimas décadas e concluíram que a tendência ao longo do tempo foi de aumento da PR, passando de 63% em 1991 para 75% em 2005, em média.

No presente trabalho será considerada uma PR de 0,75, o mesmo utilizado em EPE (2012), que considerou nesse valor perdas ôhmicas nos inversores,

²⁰ Onde Y_f = *final yield* (produtividade final do sistema) e Y_r = *reference yield* (produtividade de referência).

entre 4-6%, circuitos elétricos e diodos de bloqueio, de 2-5%, perdas nos painéis por sujeira e poluição, de 2-4%, indisponibilidade e “*mismatch*”, entre 1-3% além de perdas por sombreamento.

Também é necessário considerar a perda de produtividade devido à degradação dos módulos com o passar do tempo. Jordan & Kurtz (2011) apresentaram resultado de estudo feito em mais de 2.000 sistemas fotovoltaicos nos últimos 40 anos na qual se chegou a taxa média de degradação de 0,5% ao ano.

Sunpower Corporation (2013) cita cinco estudos que mediram a taxa de degradação de módulos de silício cristalino, tendo sido observados valores no intervalo entre 0,6% a.a. e 1,5% a.a. Em estudo próprio, Sunpower Corporation (2013) analisou 445 sistemas, tendo encontrado a taxa de 0,32% de degradação ao ano.

EPE (2012) utiliza a taxa de perda de eficiência de 0,65% ao ano como premissa para seus cálculos.

Branker et al. (2011) cita diversos estudos para concluir que uma taxa de degradação entre 0,2-0,5% ao ano seria considerada razoável dado o atual paradigma tecnológico.

No presente estudo será adotado como premissa para a análise uma taxa de degradação de 0,5% ao ano, por ser esta condizente com grande parte da literatura (Raghuraman et al., 2006; Jordan & Kurtz, 2011).

No tocante aos custos anuais de operação e manutenção do sistema, será considerada a taxa de 1% sobre o valor do investimento, assim como preconizado por EPE (2012).

Outro indicador de desempenho importante vem a ser o fator de capacidade, definido como a razão entre a energia gerada em determinado período e a energia que seria de fato gerada caso o sistema operasse durante a totalidade do período em sua potência nominal. Ele depende do índice de irradiação solar, de modo que cada localidade conta com fatores de capacidade específicos.

$$FC = \frac{kWh \text{ ano}}{kWp * 8.760h} \quad 21 \quad (3.4)$$

Ou

$$FC = \frac{Yr * PR}{(t2 - t1)} \quad 22 \quad (3.5)$$

²¹ 8.760 equivalem ao número de horas num ano

²² Yr – *reference yield*; PR – *performance rate*; (t2-t1)- variação temporal

Utilizando dados de irradiação solar média para o Rio de Janeiro (Cresesb, 2015a) e, considerando o plano inclinado igual à latitude, foi obtida uma irradiação solar diária média (kWh/m².dia) de 4,85 (Tabela 14). Supondo um PR de 0,75 (premissa deste estudo) foi obtido um fator de capacidade de 15,1%.

Estação: Rio: Praça 15 de Novembro Município: Rio de Janeiro, RJ - BRA Latitude: 22.9° S Longitude: 43,174329° O Distância do ponto de ref. (22.9° S; 43.17° O): 4 km																
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,86	5,67	5,22	4,06	3,83	3,22	3,78	4,06	4,22	4,86	5,28	5,61	4,64	2,64
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	5,29	5,41	5,38	4,56	4,76	4,14	4,85	4,77	4,47	4,74	4,85	5,01	4,85	1,27
<input type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,36	5,45	5,39	4,54	4,70	4,08	4,78	4,73	4,47	4,77	4,91	5,08	4,85	1,37
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	34° N	4,83	5,07	5,23	4,62	5,00	4,41	5,15	4,90	4,41	4,50	4,47	4,55	4,76	,82

Tabela 14- Dados de irradiação solar Estação Rio - Praça 15 de Novembro.
Fonte: Cresesb (2015a).

De maneira alternativa, utilizando o *software de* informação fotovoltaica pvPlanner (Solargis, 2015), foi simulado um sistema localizado no Aeroporto Santos Dumont-RJ (coordenadas 22° 54' 39.73" S, 43° 09' 53.69" W) com o intuito de se estimar a irradiação anual no plano inclinado (igual à latitude), chegando-se ao valor de 1.857 kWh/m² (Figura 24). Aplicando a fórmula descrita anteriormente, chega-se a um fator de capacidade de 15,9%.

Irradiação global anual média para diferentes tipos de superfície:		
	kWh/m ²	relativo à inclinação ótima
Horizontal	1743	93.9%
Inclinação ótima (23°)	1857	100.0%
Seguimento a 2 eixos	2325	125.2%
Sua opção	1857	100.0%

© 2015 GeoModel Solar Relatório número: PV-16043-1507-1 Emitido em: 22 de Julho de 2015 20:42 (UTC)

Figura 24- Resultado para sistema simulado no Rio de Janeiro com inclinação igual à latitude.
Fonte: Solargis (2015)

Nakabayashi (2015) também calculou os fatores de capacidade para as principais cidades brasileiras, tendo obtido o valor de 15,2% para o Rio de Janeiro.

Neste trabalho será usado o valor de 15,1%, por se tratar de um fator mais conservador.

Para se calcular a geração anual de energia (E) de um dado sistema deve-se então aplicar a seguinte fórmula:

$$E = P_o * FC * 8760 * (1 - d)^n \quad 23 \quad (3.6)$$

²³ P_o= potência nominal dos módulos; FC= fator de capacidade; d= taxa de degradação anual e n = ano em questão.

3.6. Cálculo do cenário padrão

Para se projetar os valores futuros das tarifas de energia elétrica, é preciso assumir algum critério que oriente sua evolução. O critério natural seria supor que existe alto grau de correlação entre o comportamento apresentado pelas tarifas e o crescimento da taxa de inflação.

Conforme desenvolvido por Nakabayashi (2015), três cenários de reajuste anual de tarifa serão adotados: i) majoração acima da inflação; ii) abaixo da inflação e iii) igual à inflação.

O valor de inflação a ser utilizado como padrão compreende a média geométrica dos valores projetados pelo Banco Central para os próximos cinco anos, de acordo com a Tabela 15.

Projeção do IPCA em 07/08/2015 (Banco Central)	
Ano	%
2015	9,32
2016	5,47
2017	4,76
2018	4,71
2019	4,63
Média geométrica	5,56

Tabela 15- Projeção futura do IPCA .
Fonte: BACEN (2015a)

A análise econômica da inserção fotovoltaica deve impreterivelmente incluir uma taxa de desconto, que vise mensurar o custo de oportunidade do agente em razão de sua escolha, o custo indireto no qual o tomador de decisão incorre em virtude de abrir mão do benefício marginal cabível a outras alternativas possíveis.

Como salienta Miranda (2013), para um agente não altruísta, “a tomada de decisão terá sempre o objetivo de maximizar sua rentabilidade (...), a troca de uma opção por outra é feita somente por uma opção de igual ou maior rentabilidade ao obtido caso nada fosse feito, superando assim seu custo de oportunidade”.

A forma trivial de captar o custo de oportunidade de um agente é considerar a taxa de juros obtida com investimentos aos quais o agente teria acesso livre no mercado. Basta pensar que essa rentabilidade seria obtida pelo agente caso optasse por não investir na adoção do sistema fotovoltaico, de

modo que seria a “remuneração” mínima que exigiria para incorrer no investimento.

No cenário padrão será considerada como taxa mínima de atratividade (taxa de desconto nominal) o valor de 13,75%, que vem a ser a taxa básica de juros²⁴ definida pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) em 03/06/2015 em sua 191ª Reunião (BACEN, 2015b).

A Taxa Selic serve de balizador da taxa de desconto, uma vez que o investimento em títulos do Tesouro Direto atrelados à sua rentabilidade são facilmente realizados pelo público no mercado, sendo alternativa mais rentável que a poupança, opção de aplicação da maioria dos brasileiros.

Outra variável de extrema valia em análises de viabilidade é o custo nivelado de eletricidade, ou LCOE (*levelized cost of electricity*). Ele representa a quantidade de receita que um produtor de energia elétrica deveria auferir por kWh de modo a ser remunerado de maneira adequada pelo investimento e/ou financiamento realizado e pelas despesas operacionais incorridas durante a vida útil do sistema.

Para tal, basicamente se calculam os fluxos de entrada e saída de caixa que englobem as receitas (valor de energia gerado pelo sistema), despesas financeiras e custos de manutenção²⁵ trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto que remunere o agente adequadamente.

A fim de dar prosseguimento à análise econômico-financeira da implantação do sistema fotovoltaico por um cliente alta tensão no Rio de Janeiro, convém recapitular as premissas definidas até o momento, pois serão elas que darão base aos cálculos de viabilidade (Tabela 16).

²⁴ Taxa Selic.

²⁵ Conforme definido anteriormente, os custos anuais de operação e manutenção em geral respondem por 1% do custo inicial do sistema instalado, representando limpezas periódicas dos módulos e principalmente a necessidade de troca do inversor, cuja vida útil de 10 anos exige a mensuração de despesa de uma reposição ao menos.

Parâmetros	Valor
Vida útil sistema	25 anos
Taxa de câmbio R\$/€/\$	3,30
Preço sistema R\$/Wp	5,64
Custo O&M	1,00% a.a
PR (<i>performance rate</i>)	75%
d (degradação anual dos módulos)	0,50% a.a
FC (fator de capacidade)	15,10%
Tarifa A4 alta tensão	625.81 R\$/MWh
Inflação	5,56% a.a
TMA	13,75% a.a

Tabela 16- Parâmetros do cenário padrão.
Fonte: Elaboração própria

3.7. Cálculo de cenários alternativos

Além do cenário padrão formalizado acima, outros 11 cenários serão calculados com o intuito de testar impactos diversos nas variáveis de entrada.

Serão utilizadas diferentes combinações de taxas de inflação (balizadoras do reajuste tarifário), taxas de desconto (ou taxa mínima de atratividade) e adoção ou não de crédito para financiamento do investimento inicial (Tabela 17).

	Inflação	Taxa de desconto	Financiamento
Cenário 1 (Padrão)	5,56%	13,75%	Não
Cenário 2	4,50%	13,75%	Não
Cenário 3	8,00%	13,75%	Não
Cenário 4	5,56%	12,21%	Não
Cenário 5	4,50%	12,21%	Não
Cenário 6	8,00%	12,21%	Não
Cenário 7	5,56%	13,75%	Sim
Cenário 8	4,50%	13,75%	Sim
Cenário 9	8,00%	13,75%	Sim
Cenário 10	5,56%	12,21%	Sim
Cenário 11	4,50%	12,21%	Sim
Cenário 12	8,00%	12,21%	Sim

Tabela 17- Cenários alternativos.
Fonte: Elaboração própria

Conforme já mencionado, considerar-se-ão três valores possíveis de inflação:

- i. 5,56% - média projetada pelo Banco Central para os próximos 5 anos;

- ii. 4,5% - meta central de inflação fixada pelo Conselho Monetário Nacional em 25/06/2015 para 2017 (mesma meta central adotada pelo governo federal desde 2005)²⁶;
- iii. 8,0% - variação média da tarifa elétrica da Light para a classe de consumo A4 entre 2005-2015 conforme metodologia Firjan “Quanto Custa?”;

As taxas de desconto simuladas serão de 13,75% (a Taxa Selic fixada pelo Comitê de Política Monetária em 03/06/2015) e 12,21% (média histórica da Selic entre Janeiro de 2005 e Junho de 2015).

Em relação à adoção de financiamento para o custeio do investimento inicial no sistema, será considerada a concessão de empréstimo por meio do programa Inovacred-FINEP, linha voltada para aplicação no desenvolvimento de novos produtos, processos e serviços, ou no aprimoramento dos já existentes, visando ampliação da competitividade das empresas.

Os repasses de recursos do Inovacred são realizados no Rio de Janeiro por meio da AgeRio (Agência de Fomento do Estado do Rio de Janeiro), que no âmbito do Programa Rio Capital da Energia suporta o empresariado Fluminense na realização de investimentos que promovam redução de impactos ambientais e/ou incluam a sustentabilidade no seu processo de produção.

Foi realizada simulação de financiamento de 80% do valor do projeto supondo período de amortização de 5 anos (Agerio, 2015). O custo da operação tem por base o valor da TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) acrescido de um percentual de remuneração do agente financeiro, totalizando 7,67% ao ano. Essa opção se mostra bastante competitiva perante outras alternativas disponíveis no mercado²⁷.

3.8. Tamanho do sistema

Conforme já mencionado, realizaremos o exercício de simulação levando em consideração dois tamanhos distintos de sistema, com capacidade instalada de 100 kWp (compatível com uma instalação comercial típica) e 1.000 kWp (1 MWp, compatível com uma instalação industrial típica) respectivamente.

As condições e parâmetros estabelecidos não sofrerão qualquer mudança quando aplicados aos diferentes tamanhos, com exceção do preço do sistema

²⁶ Martello (2015)

²⁷ Em comparação, a Caixa Econômica Federal opera com financiamento de equipamentos fotovoltaicos pela linha de crédito Construcard CAIXA, cobrando taxa de juros que varia em torno de 1,85% ao mês ou 24,60% ao ano.

em R\$/Wp, que dada a diferença de escala envolvida, requer um fator de ajuste. Para o sistema maior utilizaremos o valor calculado de R\$5,64/Wp. Já para o sistema de 100 kWp adicionaremos um fator de majoração de 12% (alcançando o preço de R\$ 6,32/Wp) a fim de refletir o possível maior custo dessa faixa de potência nominal.

Em EPE (2012) a diferença de precificação estimada entre essas faixas foi de 12% (ver tabela 4). Já o estudo realizado por Konzen et al. (2015) com empresas atuantes no mercado fotovoltaico nacional, apresentou uma diferença de preços de 10,8% (ver gráfico 4). Estudando o mercado norte-americano, Barbose et al. (2014) encontrou diferença de preços de 13,6% entre as mesmas faixa (ver gráfico 5). Dessa forma, constata-se que o fator adotado de 12% mostra-se uma estimativa razoável de incremento de preço entre as faixas de potência em questão.

3.9. Resultados

Os resultados dos cálculos realizados para o cenário padrão e para os 11 cenários alternativos considerando os diferentes tamanhos de sistema podem ser observados nas subseções em sequência.

3.9.1. Resultados para sistema de 1 MWp

A primeira observação a ser feita diz respeito à massiva situação de viabilidade encontrada (Tabela 18), sendo somente um dos doze cenários estimados inviável do ponto de visto econômico.

	Inflação	TMA	TIR	VPL	Payback		Viabilidade
					Anos	Meses	
Cenário 1 (Padrão)	5,56%	13,75%	14,20%	R\$ 197.149,59	7	11	VIÁVEL
Cenário 2	4,50%	13,75%	13,02%	-R\$ 294.827,41	8	3	NÃO VIÁVEL
Cenário 3	8,00%	13,75%	16,90%	R\$ 1.609.619,46	7	3	VIÁVEL
Cenário 4	5,56%	12,21%	14,20%	R\$ 959.995,09	7	11	VIÁVEL
Cenário 5	4,50%	12,21%	13,02%	R\$ 363.742,85	8	3	VIÁVEL
Cenário 6	8,00%	12,21%	16,90%	R\$ 2.687.761,52	7	3	VIÁVEL
Cenário 7	5,56%	13,75%	17,41%	R\$ 1.018.812,77	8	10	VIÁVEL
Cenário 8	4,50%	13,75%	15,78%	R\$ 526.835,77	9	3	VIÁVEL
Cenário 9	8,00%	13,75%	21,14%	R\$ 2.431.282,65	8	1	VIÁVEL
Cenário 10	5,56%	12,21%	17,41%	R\$ 1.646.007,18	8	10	VIÁVEL
Cenário 11	4,50%	12,21%	15,78%	R\$ 1.049.754,94	9	3	VIÁVEL
Cenário 12	8,00%	12,21%	21,14%	R\$ 3.373.773,61	8	1	VIÁVEL

Tabela 18- Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários – Sistema 1MWp.
Fonte: Elaboração própria

O cenário em questão vem a ser aquele dotado das condições mais “desfavoráveis” possíveis, ou seja, menor percentual de reajuste tarifário (considerando inflação de 4,5%), maior exigência de retorno do investimento (TMA de 13,75%) e ausência de mecanismo de financiamento.

Interessante notar o rápido avanço das condições de competitividade apresentadas pela energia fotovoltaica em curto espaço de tempo. Há três anos, EPE (2012) ao analisar aplicações residencial, comercial e industrial não pode confirmar a universalização da competitividade da geração fotovoltaica em nenhuma delas (no segmento residencial especificamente, 10 de 28 concessionárias avaliadas apresentavam viabilidade).

Ao mesmo tempo, apesar de, inegavelmente, os custos dos componentes fotovoltaicos estarem caindo, é necessário reconhecer que o maior impulsionador da viabilidade recente é o fator tarifa elétrica. A escalada recente de majoração tarifária pode vir a acelerar consideravelmente a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica, estreitando o horizonte de tempo com que o setor trabalhava até então.

Incluindo os valores de custo nivelado de eletricidade (LCOE) na análise de viabilidade, chega-se a mesma conclusão, uma vez que em nenhum dos cenários o custo nivelado foi superior à tarifa elétrica vigente (Tabela 19). A intuição por trás do LCOE é a de que o ponto no qual o seu valor (custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico) iguala o valor pago à distribuidora local, indica o momento em que se atinge a paridade tarifária, ou seja, o ponto em que o indivíduo racional encontra-se indiferente entre optar pela fonte convencional ou solar.

	Tarifa Light R\$/MWh	LCOE R\$/MWh
Cenário 1 (Padrão)	625,81	476,07
Cenário 2		515,31
Cenário 3		390,88
Cenário 4		421,40
Cenário 5		458,72
Cenário 6		341,38
Cenário 7		453,88
Cenário 8		481,88
Cenário 9		389,85
Cenário 10		413,33
Cenário 11		441,21
Cenário 12		350,37

Tabela 19- Custo nivelado x tarifa (R\$/MWh) – Sistema 1MWp.
Fonte: Elaboração própria

3.9.2. Resultados para sistema de 100 kWp

Aplicando a mesma metodologia de análise a um sistema de 100 kWp, podemos observar que o maior custo (6,32 R\$/Wp) associado a um sistema de menor escala inviabilizou economicamente a inserção fotovoltaica em 4 dos 12 cenários adotados (Tabela 20).

	Inflação	TMA	TIR	VPL	Payback		Viabilidade
					Anos	Meses	
Cenário 1 (Padrão)	5,56%	13,75%	12,64%	-R\$ 53.033,06	8	9	NÃO VIÁVEL
Cenário 2	4,50%	13,75%	11,46%	-R\$ 102.230,76	9	2	NÃO VIÁVEL
Cenário 3	8,00%	13,75%	15,32%	R\$ 88.213,93	8	0	VIÁVEL
Cenário 4	5,56%	12,21%	12,64%	R\$ 22.742,91	8	9	VIÁVEL
Cenário 5	4,50%	12,21%	11,46%	-R\$ 36.882,31	9	2	NÃO VIÁVEL
Cenário 6	8,00%	12,21%	15,32%	R\$ 195.519,56	8	0	VIÁVEL
Cenário 7	5,56%	13,75%	14,98%	R\$ 39.074,23	7	7	VIÁVEL
Cenário 8	4,50%	13,75%	13,41%	-R\$ 10.123,47	7	11	NÃO VIÁVEL
Cenário 9	8,00%	13,75%	18,58%	R\$ 180.321,22	7	0	VIÁVEL
Cenário 10	5,56%	12,21%	14,98%	R\$ 99.650,91	7	7	VIÁVEL
Cenário 11	4,50%	12,21%	13,41%	R\$ 40.025,69	7	11	VIÁVEL
Cenário 12	8,00%	12,21%	18,58%	R\$ 272.427,56	7	0	VIÁVEL

Tabela 20- Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários – Sistema 100 kWp.
Fonte: Elaboração própria

Além do mesmo cenário inviabilizado na simulação do sistema de 1 MWp (Cenário 2), 3 outros passaram a não apresentar viabilidade, notadamente aqueles associados a taxas de inflação menores (e por conseguinte menores reajustes tarifários) e/ou maior exigência de retorno por parte do consumidor/investidor (taxa de desconto de 13,75%).

Já a análise do custo nivelado não apresentou alterações em relação ao sistema maior. Apesar do maior custo ter resultado em incremento de valor do LCOE, em nenhum dos 12 cenários esse aumento foi suficiente para superar a tarifa elétrica da concessionária, o que tornaria a adoção do sistema desinteressante ao agente (Tabela 21).

	Tarifa Light R\$/MWh	LCOE R\$/MWh
Cenário 1 (Padrão)	625,81	533,47
Cenário 2		577,44
Cenário 3		438,01
Cenário 4		472,20
Cenário 5		514,02
Cenário 6		382,54
Cenário 7		508,57
Cenário 8		539,95
Cenário 9		436,83
Cenário 10		463,14
Cenário 11		494,38
Cenário 12		392,59

Tabela 21- Custo nivelado x tarifa (R\$/MWh) – Sistema 100 kWp.
 Fonte: Elaboração própria

4

Estudo de caso para um grande consumidor da Light

Por meio do manual PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), ANEEL (2015b) define a curva de carga de um consumidor como o ‘Registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual.’

A análise das curvas de carga dos consumidores, ao permitir que se conheça as características e os perfis de consumo dos mesmos, mostra-se uma ferramenta imprescindível na determinação dos potenciais usuários de um sistema fotovoltaico. Isso por que o consumo de energia elétrica de um determinado agente (e o padrão na qual o mesmo se dá) irá depender diretamente da natureza da atividade que exerce. Em geral, atividades comerciais e industriais irão consumir mais energia durante o horário comercial, ao passo que as residências fazem maior uso ao entardecer e durante a noite.

Dos usuários mais promissores à adoção da conversão fotovoltaica espera-se uma alta correlação entre as curvas de carga de seus estabelecimentos e a curva de incidência de radiação solar local, em virtude da tendência do consumo se concentrar no período diurno, uma vez que o expediente normalmente ocorre no horário comercial.

O consumidor que concentrar a maior parte de seu consumo no horário de pico de radiação solar poderá auferir maior retorno do possível investimento num sistema fotovoltaico.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2015, os consumidores comerciais respondem por 14,5% do consumo nacional de energia elétrica (EPE 2015a), sendo sua curva de carga usual caracterizada por evidenciar alta demanda durante o horário comercial com leve queda no horário de almoço (Francisquini, 2006). O uso de aparelhos de ar condicionado é o principal fator demandante durante o expediente, acompanhado por iluminação e refrigeração fora do período comercial.

Francisquini (2006) em estudo acerca da estimação de curvas de carga, apresentou um exemplo de curva de um consumidor comercial real (Figura 25).

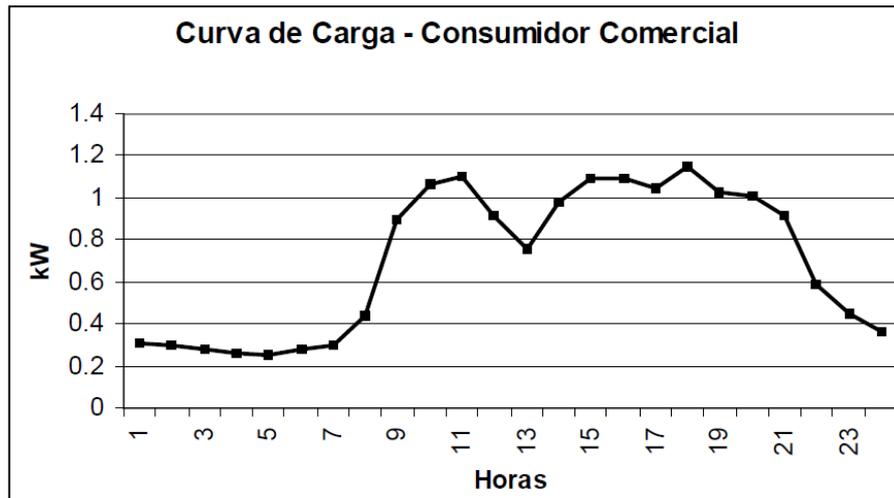


Figura 25- Curva de carga de um consumidor comercial.
Fonte: Francisquini (2006)

Já os consumidores industriais respondem pelo consumo de 33% (EPE, 2015a) da energia elétrica nacional, sendo a iluminação e o uso de motores os principais demandantes do setor. Francisquini (2006) também estimou curvas para os consumidores industriais, salientando que, por existir enorme variação de atividades, curvas representativas dos diferentes ramos de atuação podem exibir formatos diversos (Figura 26).

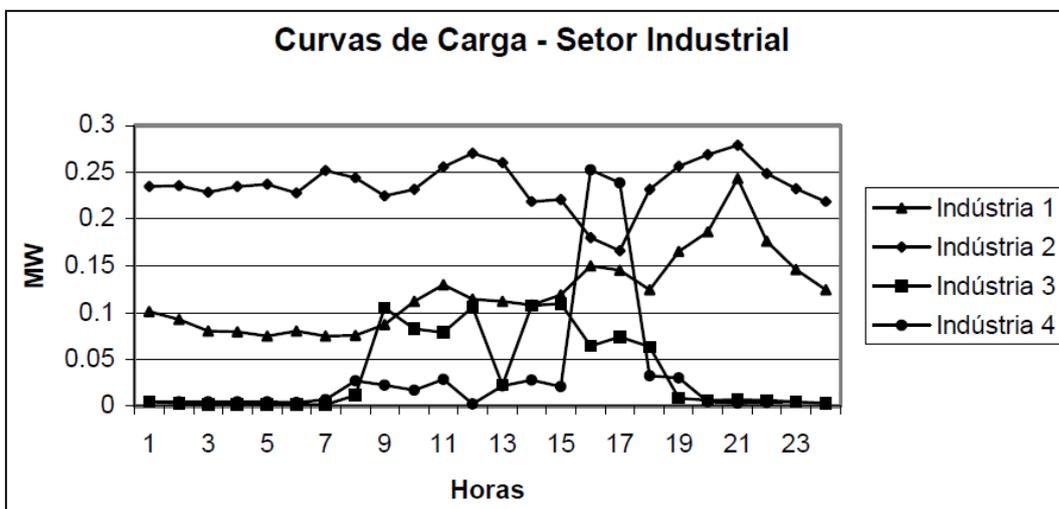


Figura 26- Curvas de carga de consumidores industriais.
Fonte: Francisquini (2006).

Carmo (2014) realizou estudo no qual concebeu um método baseado em lógica *fuzzy* capaz de classificar, dentre os grandes clientes da concessionária Light no Rio de Janeiro (conectados à média e alta tensão), os potenciais usuários da conversão fotovoltaica.

Segundo Melo, 2011 apud Carmo (2014):

“O objetivo principal da teoria de conjuntos *fuzzy* é tratar a incerteza presente em informações que dizem respeito a conceitos ambíguos. Esses conceitos vagos podem ser associados a variáveis que assumem valores linguísticos ao invés de números. Essas variáveis constituem a base para o raciocínio aproximado, o qual por sua vez pode ser formalizado por meio de sistemas de inferência *fuzzy*. Esses sistemas trabalham com um conjunto de regras e podem inferir uma ou mais saídas a partir das regras e de fatos apresentados como entrada.”

A partir de medições reais fornecidas pela Light para 4.767 clientes, foram construídas as curvas de cargas dos mesmos, que após serem comparadas com a curva de incidência de radiação solar no Rio de Janeiro e submetidas à aplicação do algoritmo *fuzzy* desenvolvido, permitiram a devida identificação e classificação dos clientes tecnicamente qualificados a adotarem a geração fotovoltaica em seus estabelecimentos.

Por meio da lógica *fuzzy* desenvolvida e aplicada, os clientes foram classificados de acordo com o grau de pertinência de cada um às seguintes categorias:

- Categoria 1 – cliente com potencial muito baixo para fazer uso da conversão fotovoltaica, i.e.: aquele que praticamente não apresenta consumo no horário de ponta de incidência de radiação solar.

- Categoria 2 – cliente com potencial baixo; i.e.: aquele que consome muito pouco durante o horário de ponta de incidência de radiação solar.

- Categoria 3 – cliente com potencial mediano; i.e.: aquele que indica um consumo razoável nos horários de intensa incidência de radiação solar.

- Categoria 4 – cliente de potencial alto; i.e.: aquele que apresenta grande parte de seu consumo durante o horário de alta incidência de radiação solar.

- Categoria 5 – cliente de potencial muito alto; i.e.: aquele que representa a maioria dos consumidores no horário de alta incidência de radiação solar.

Dentre os 4.767 clientes avaliados, 1.019 (21%) foram classificados na Categoria 5, ou seja, concentravam a maior parte de seu consumo no horário de pico de radiação, sendo aqueles que apresentavam potencial mais elevado para fazerem uso da conversão fotovoltaica (Figura 27).

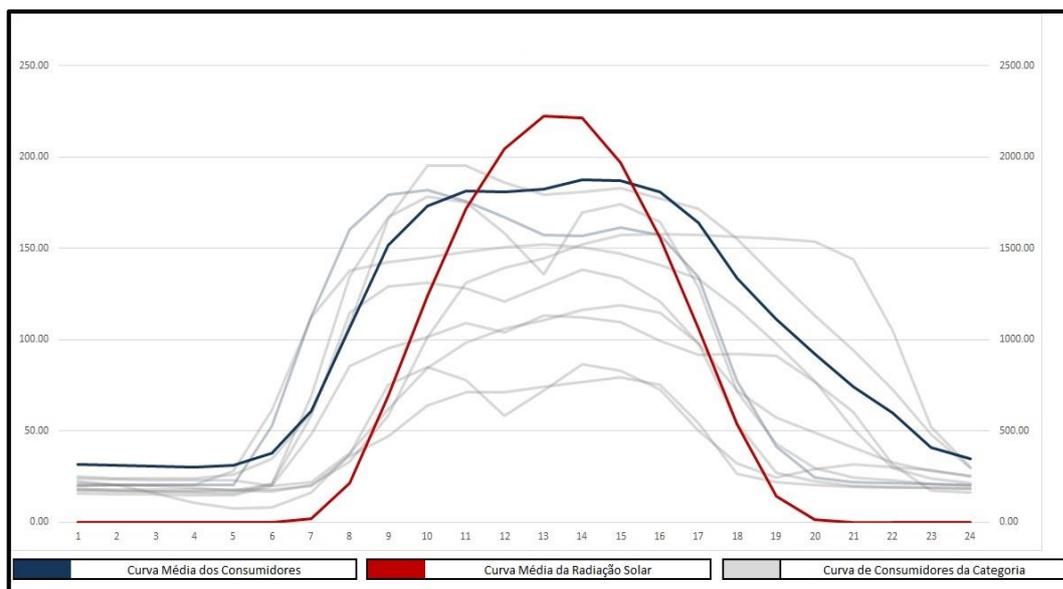


Figura 27- Curva média dos consumidores Categoria 5 x curva média de radiação solar.
Fonte: Carmo (2014)

A partir do resultado obtido por Carmo (2014), nas próximas seções buscar-se-á avaliar a área disponível (telhado e áreas adjacentes) na edificação de um dos consumidores de maior potencial (pertencentes à Categoria 5) e quantificar a capacidade de geração fotovoltaica existente. Após a determinação do potencial de geração, aplicar-se-á a análise de viabilidade econômico-financeira desenvolvida no Capítulo 3 a esse consumidor em particular.

4.1.

Potencial de geração de energia solar fotovoltaica de um sistema integrado à edificação e interligado à rede - Análise do Palácio da Fazenda

Conforme proposto na seção anterior, realizou-se a escolha de um grande cliente da concessionária Light no Rio de Janeiro dentre o escopo de consumidores categorizados como detentores de elevado potencial técnico por Carmo (2014).

Elegeu-se para análise um dos mais icônicos edifícios da cidade e um dos maiores representantes do estilo arquitetônico neoclássico em território nacional: o Palácio da Fazenda.

Situado junto ao número 375 da Avenida Antônio Carlos, o prédio centralizou as decisões da política econômica nacional por décadas, desde sua inauguração em 1943 até meados dos anos 1970, quando efetivamente foram consolidadas as sedes dos órgãos fazendários em Brasília.

O imponente edifício de 14 andares ocupa 102.000 m² de área construída, sendo sua construção decorrente da necessidade de centralizar num único local as repartições fazendárias que encontravam-se dispersas pela cidade até então.

O prédio, tombado em 2005 pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan), foi projetado por uma equipe de arquitetos chefiada por Luiz Eduardo Frias Pereira de Moura, tendo a execução da obra ficado sob os cuidados do engenheiro Ary Fontoura de Azambuja.



Figura 28- Fachada principal.
Fonte: Carneiro (2014)



Figura 29- Fundos do Palácio.
Fonte: Pedretti (2015)



Figura 30- Vista aérea do Palácio.
Fonte: Machado (2015)



Figura 31- Visão terraço.
Fonte: Arquivo pessoal

A escolha do projeto da nova sede do Ministério da Fazenda foi precedida de concurso público, realizado em 1936. O projeto vencedor, de autoria de Wladimir Alves de Souza e Enéas Silva foi preterido pelo Ministro da Fazenda, Arthur Souza Costa, que o considerava incompatível com a intenção de construir

o “mais belo monumento arquitetônico da linda capital do Brasil” (Ministério da Fazenda, 2003).

Atualmente, além de apresentar uso cultural por meio de museu e importante biblioteca (repositória de parte relevante da memória econômico-financeira do Brasil), o prédio abriga representações dos seguintes órgãos públicos: TCU (Tribunal de Contas da União), CGU (Controladoria Geral da União), PFN (Procuradoria da Fazenda Nacional), DRJ (Delegacia Regional de Julgamento da Receita Federal), ESAF (Escola Superior da Fazenda) e SAMF (Superintendência de Administração do Ministério da Fazenda/RJ).

A análise comparativa da curva de radiação solar incidente no Rio de Janeiro contra a curva média de carga do Palácio²⁸ ratifica o elevado potencial de aproveitamento fotovoltaico da construção (Figura 32).

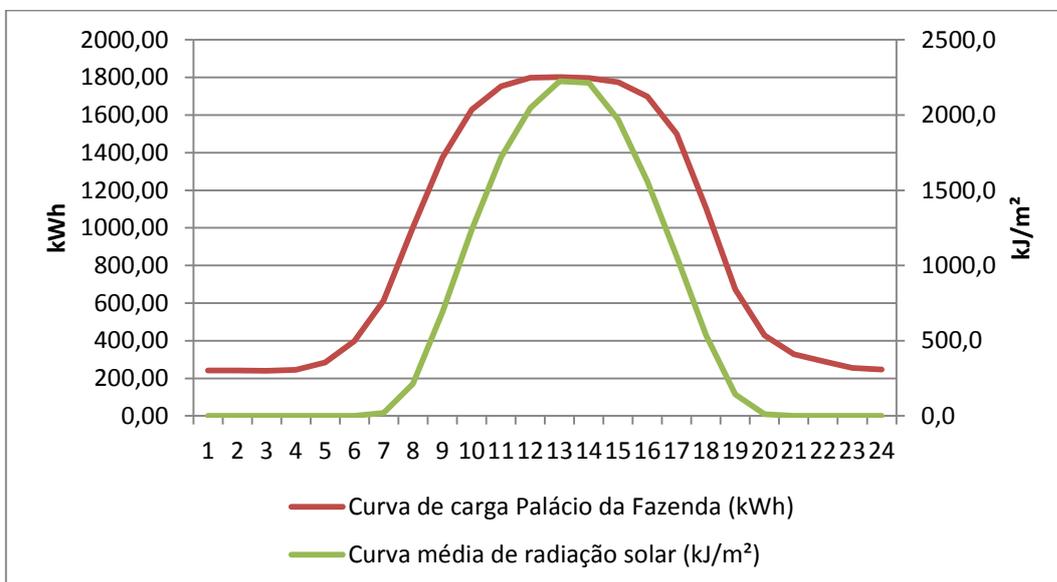


Figura 32- Curva de carga Palácio x curva de radiação solar.
Fonte: Elaboração própria.

Matéria veiculada pelo jornal O Globo em 07/12/2014 (Carneiro, 2014) listava entre os itens de custeio do Palácio, uma conta de luz anual de R\$3,5 milhões, valor compatível com o perfil de consumo evidenciado pela curva de carga acima.

Neste contexto, objetiva-se identificar o potencial de geração de energia solar fotovoltaica do prédio do Palácio da Fazenda, considerando o uso de placas de silício cristalino integradas à cobertura da edificação. Será realizada análise da área de cobertura disponível, com ênfase na possível perda de eficiência por sombreamento, além de levantamento de dados de radiação solar para localidade específica.

²⁸ Dados de dias úteis de 2012 fornecidos pela concessionária Light à Carmo (2014).

Por meio do *software* Sketchup Pro 2015 realizou-se a modelagem 3D da edificação e a verificação do caminho percorrido pelas sombras decorrentes dos próprios elementos construtivos da cobertura, como também dos edifícios relevantes em seu entorno (Figura 33).

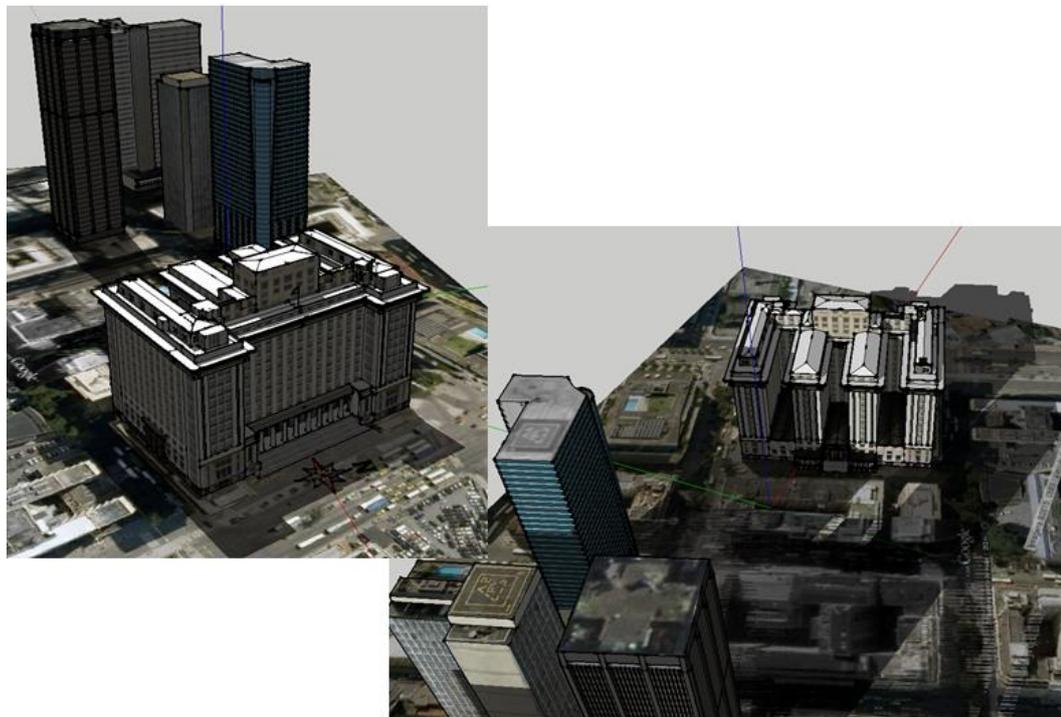
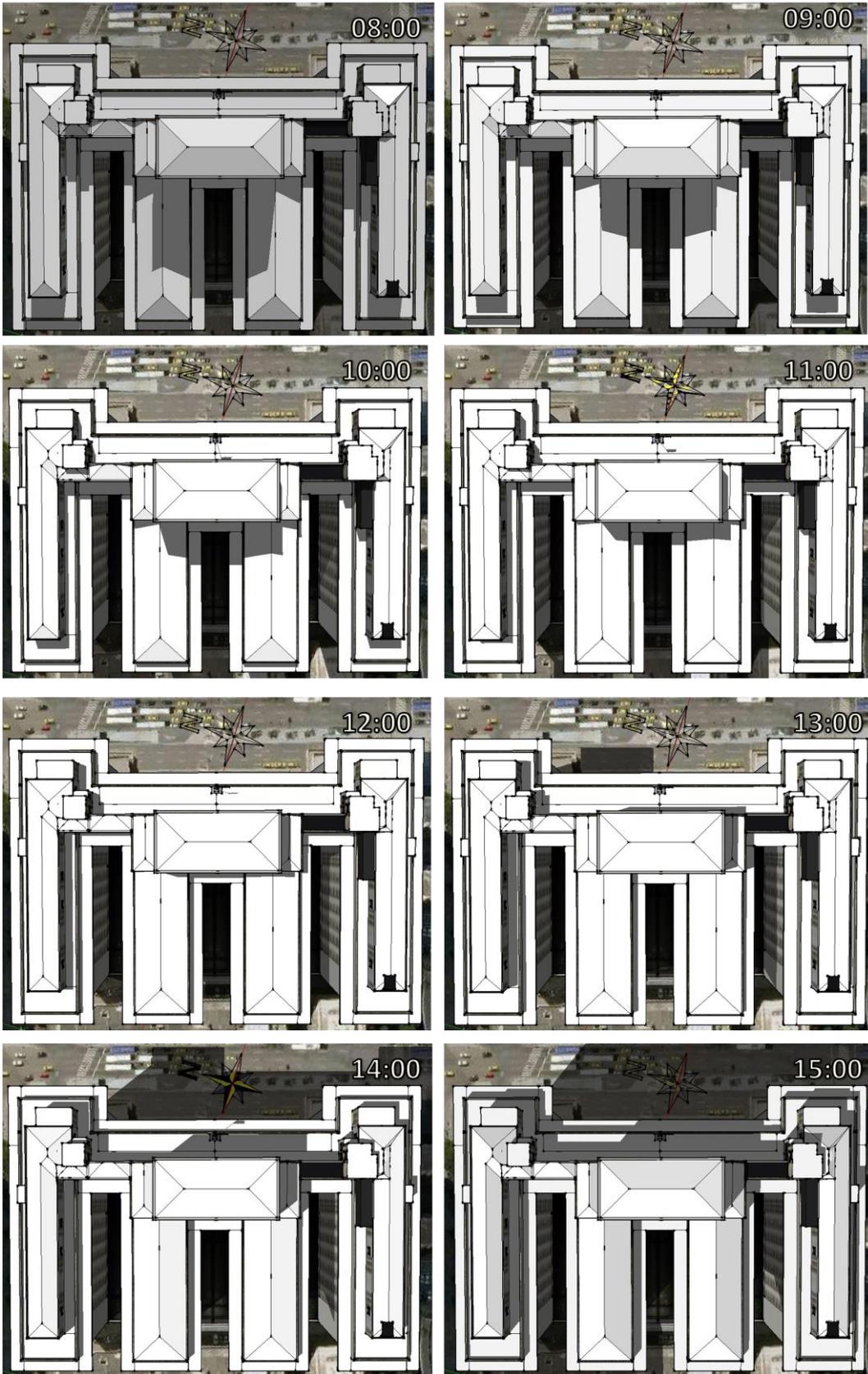


Figura 33- Vista do modelo 3D do Palácio da Fazenda e prédios no entorno.
Fonte: Elaboração própria.

Foram realizadas simulações do comportamento das sombras hora a hora (entre 08:00 e 17:00) nas datas correspondentes aos pontos críticos da declinação solar ao longo do ano, os solstícios de verão e inverno (em 2015: 22 de dezembro e 21 de junho respectivamente) e os equinócios (em 2015: 20 de março e 23 setembro respectivamente).

Dessa forma, é possível delimitar a área da cobertura em que ocorre sombreamento relevante durante todo o ano, de modo a inviabilizar a instalação de placas fotovoltaicas nesse perímetro.

Nas Figuras 34, 35, 36 e 37 podem ser vistas as imagens simuladas para cada estação do ano e a dinâmica de sombreamento ao longo do dia.



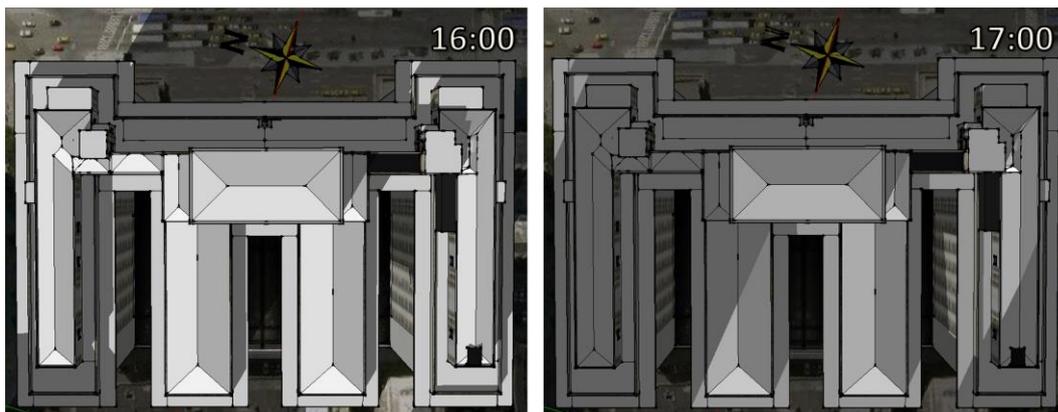
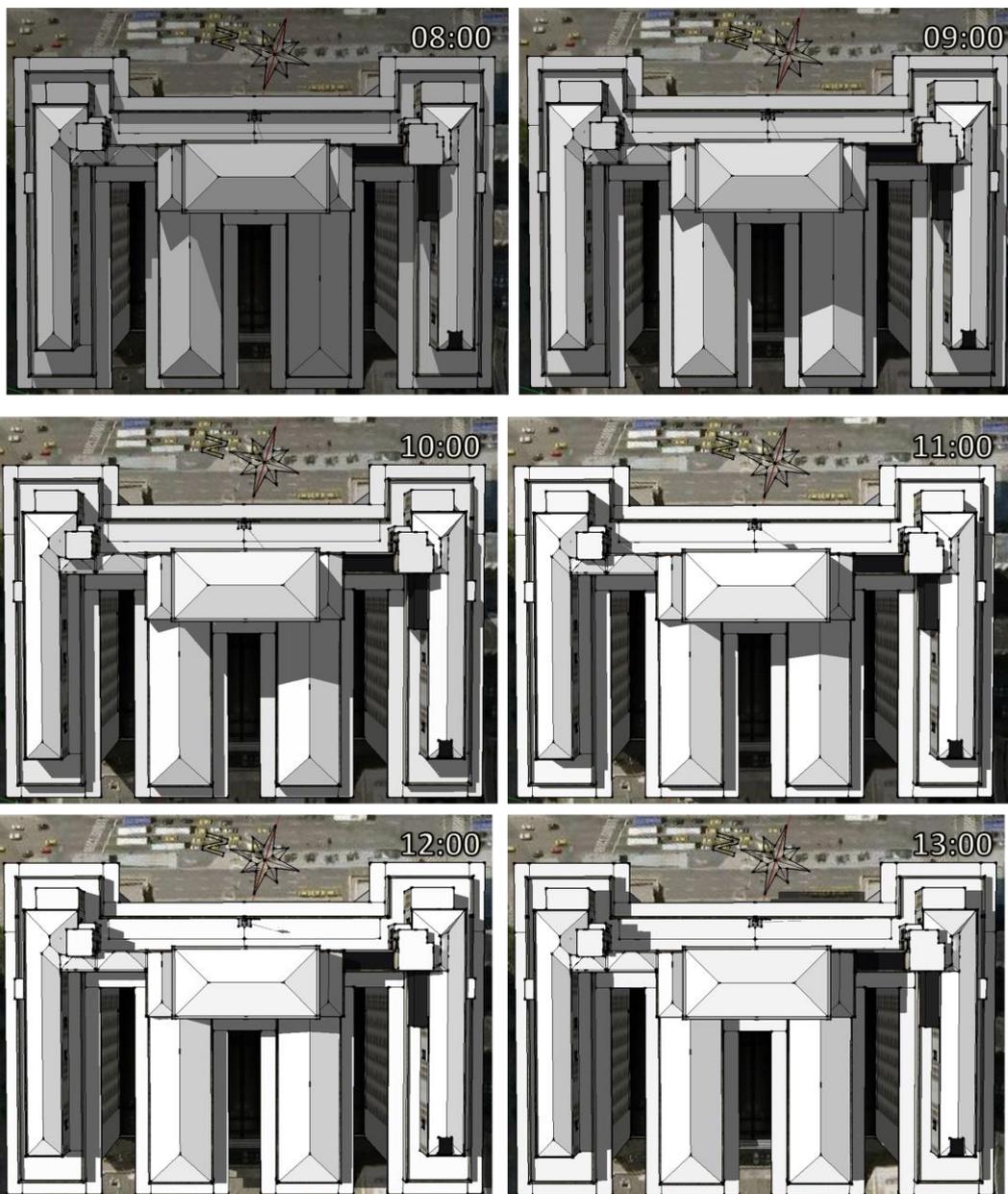


Figura 34- Sombreamento Equinócio Outono (20/03/2015).
Fonte: Elaboração própria



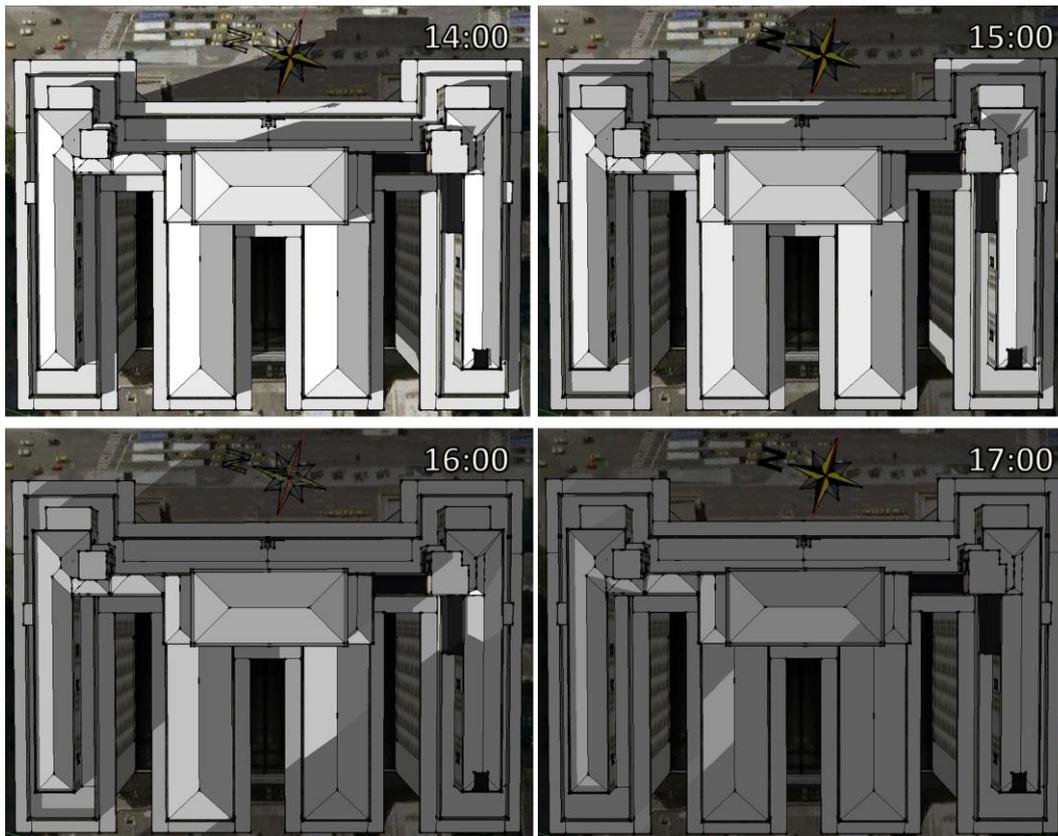
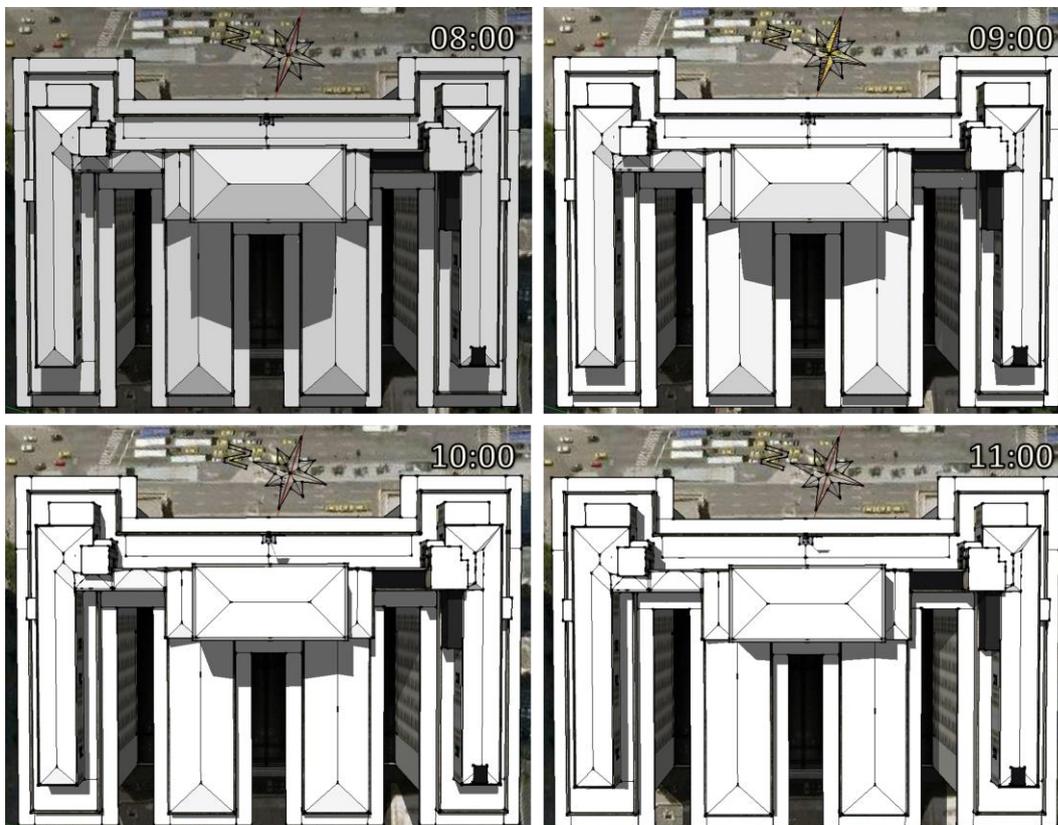


Figura 35- Sombreamento Solstício de Inverno (21/06/2015).
Fonte: Elaboração própria



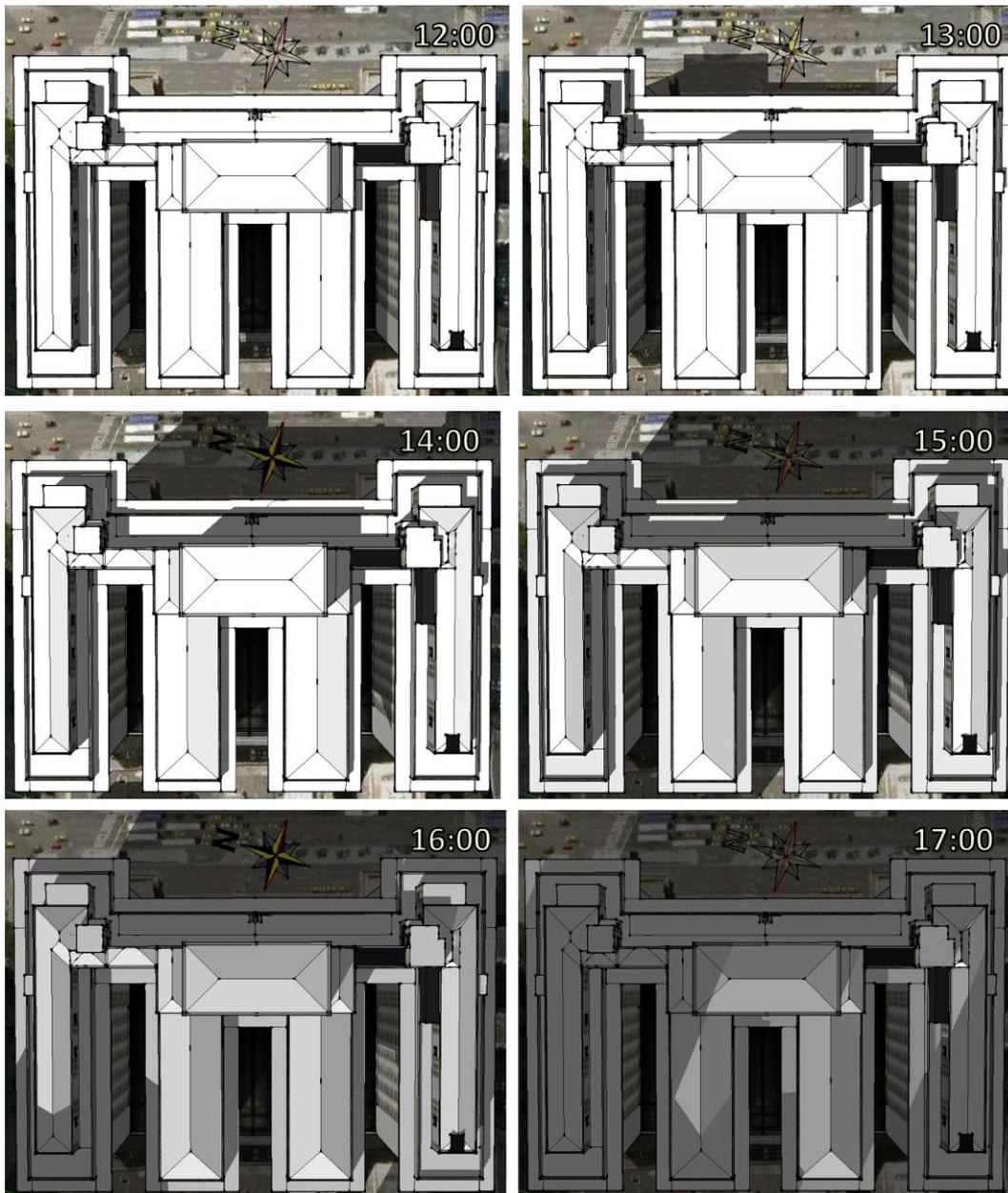
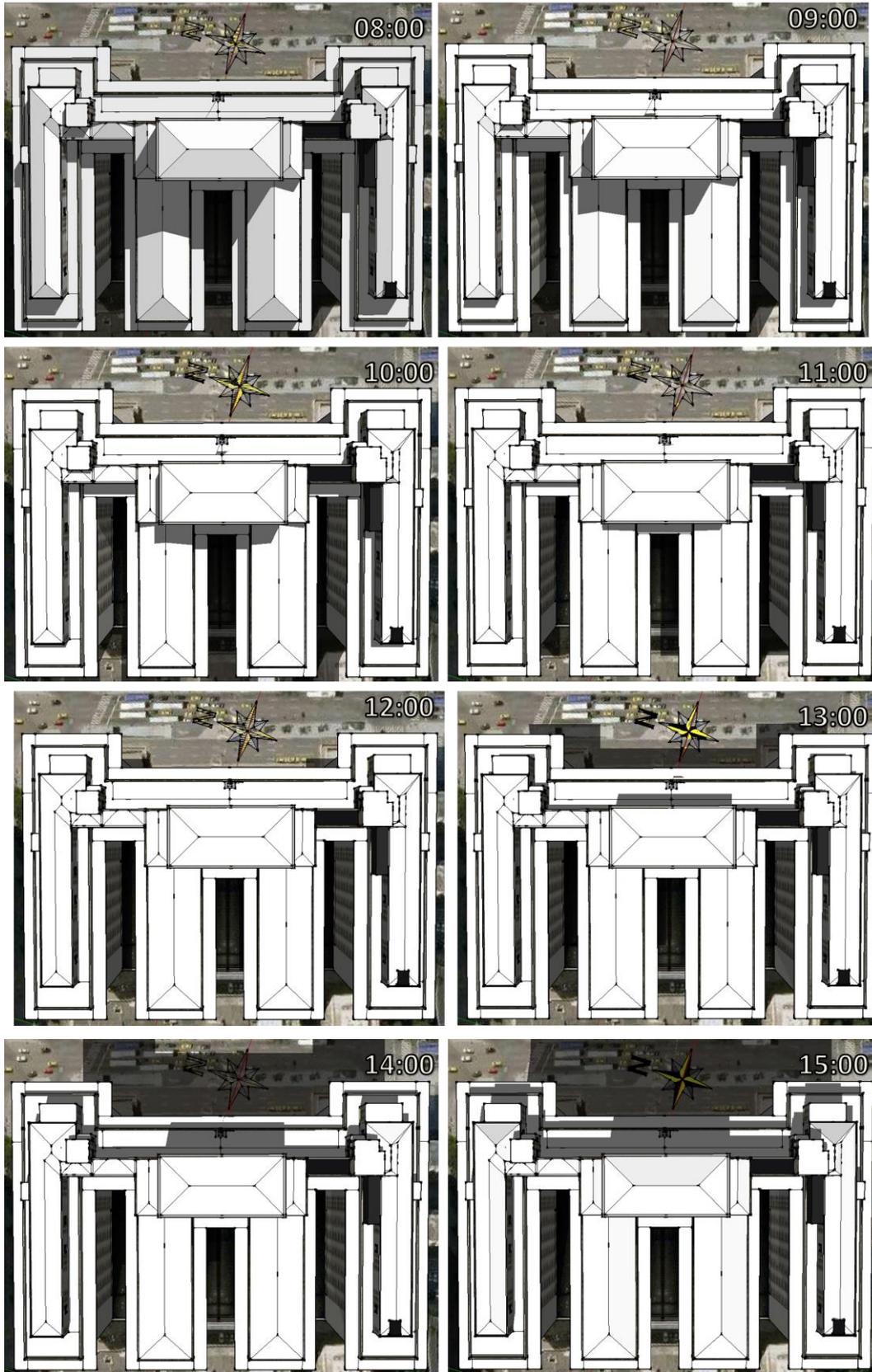


Figura 36- Sombreamento Equinócio de Primavera (23/09/2015).
Fonte: Elaboração própria



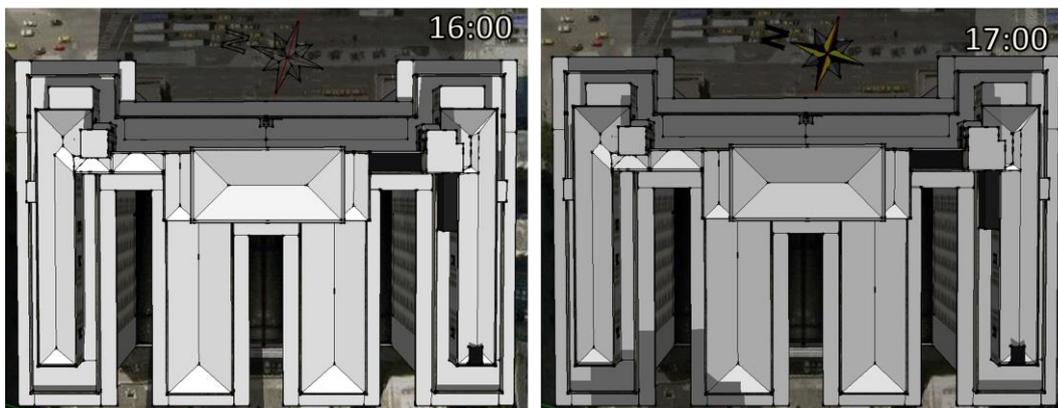


Figura 37- Sombreamento Solstício de Verão (22/12/2015).

Fonte: Elaboração própria

Percebe-se pelas imagens geradas que o início da manhã (08:00h) apresenta considerável incidência de sombreamento em todas as estações, situação que logo é revertida com o avançar das horas. Especialmente nos horários em que a radiação solar é mais intensa (entre 10:00h e 15:00h), o percentual de sombreamento na superfície do prédio é bastante diminuto.

Tal constatação evidencia o alto potencial de geração fotovoltaica do edifício e a confirmação de que as perdas por sombreamento não seriam expressivas na maior parte da cobertura disponível.

Analisando-se cada estação individualmente, fica evidente que o maior impacto de sombreamento está concentrado nos meses de inverno (quando os níveis de irradiação são naturalmente mais baixos), ao passo que os meses de verão apresentam as melhores condições de insolação possíveis.

Como o sombreamento não ocorre de maneira uniforme ao longo do ano, é razoável que se adote um critério de exclusão de áreas reiteradamente sombreadas. Na Figura 38 podem ser visualizadas, em vermelho, as áreas que, em cada estação, apresentaram elevada incidência de sombreamento ao longo do dia (com especial ênfase nas áreas sombreadas no período entre 10:00h e 15:00h).

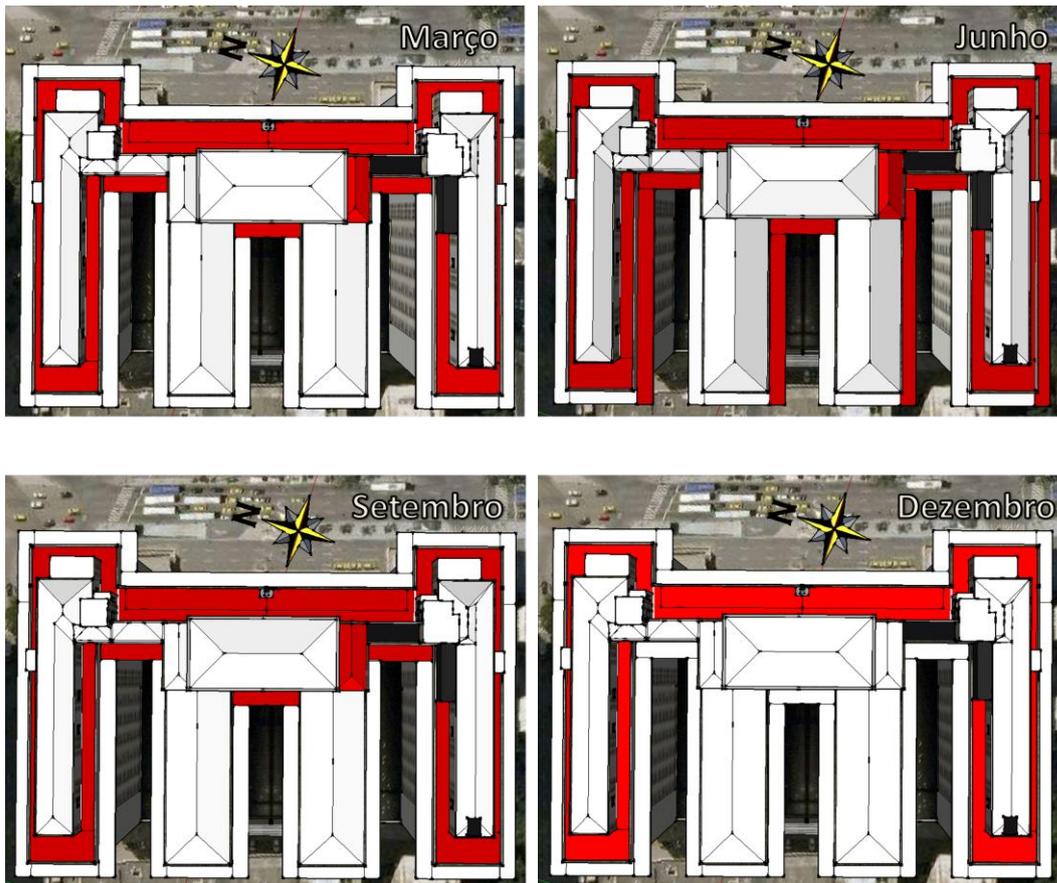


Figura 38- Áreas com sombreamento relevante em cada estação do ano.
 Fonte: Elaboração própria

Objetivando-se alcançar um denominador comum entre as áreas candidatas à exclusão de um possível projeto fotovoltaico, optou-se por não se considerar os espaços que de forma persistente foram atingidos por sombras durante os horários de intensidade solar mais elevada. A área (em branco) que, a priori, apresentaria maior potencial de aproveitamento pode ser observada na Figura 39.

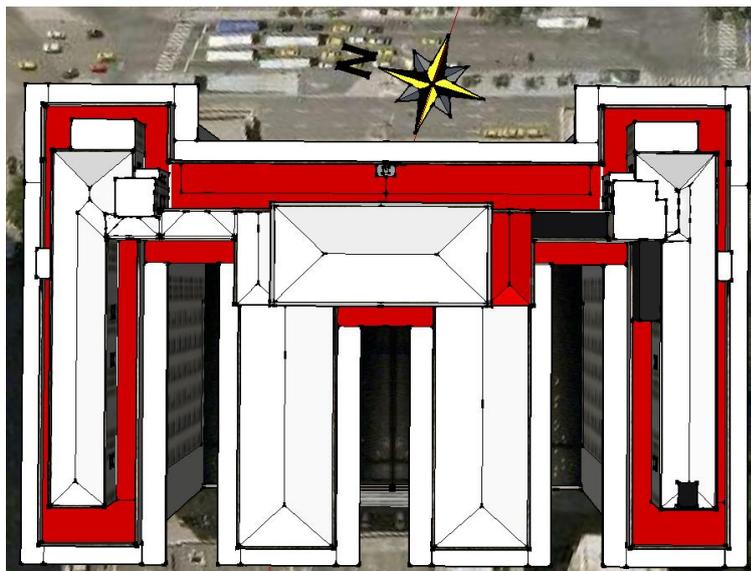


Figura 39- Área útil potencial para projeto fotovoltaico.
Fonte: Elaboração própria

4.2. Levantamento de dados de radiação solar incidente na localidade

Para que se possa estimar a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, é necessário obter os dados diários de radiação solar incidente no prédio. Para tanto, utilizou-se o software Radiasol 2, elaborado pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Os dados do referido programa utilizam os valores de irradiação média diária mensal global e horizontal fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, desenvolvido pelo projeto SWERA (Pereira et al., 2006).

Foram extraídos valores de irradiação para cada estação do ano condicionadas à diferentes configurações de ângulo de inclinação e orientação dos módulos.

A literatura converge à conclusão de que a melhor inclinação e orientação para uma instalação fotovoltaica no hemisfério sul vem a ser com módulos orientados ao norte geográfico (Mehler et al., 2010; Yang & Lu, 2005) e com ângulo de inclinação igual à latitude local (Gopinathan, 1991; Gunerhan & Hepbasli, 2007).

Dessa forma, os ângulos de inclinação analisados para a instalação dos painéis foram de 0° (horizontal) e 23° (latitude local – maior incidência de radiação). A inclinação horizontal foi utilizada pois nem sempre a configuração ótima se coaduna com a manutenção da unidade arquitetônica do prédio.

Já a orientação levou em consideração tanto o norte geográfico quanto o desvio azimutal (Figura 40) das fachadas do prédio (determinado por meio de

	Inclinação 23° (latitude local)			% em relação à situação ótima	Média	Inclinação 0° (horizontal)			% em relação à situação ótima	Melhor cenário
	Orientação		Irradiação Média (kWh/m²/dia)			Orientação		Irradiação Média (kWh/m²/dia)		
JAN	NORTE	0°	5,66	1,00	1,04	0°	6,14	1,08	Inclinação 0° (horizontal)	
	NE	84°	5,88	1,04		84°				
	SE	163°	5,98	1,06		163°				
	SO	250°	5,85	1,03		250°				
	NO	332°	5,73	1,01		332°				
FEV	NORTE	0°	6,30	1,00	0,97	0°	6,42	1,02	Inclinação 0° (horizontal)	
	NE	84°	6,12	0,97		84°				
	SE	163°	5,92	0,94		163°				
	SO	250°	6,04	0,96		250°				
	NO	332°	6,30	1,00		332°				
MAR	NORTE	0°	5,88	1,00	0,89	0°	5,50	0,94	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	5,37	0,91		84°				
	SE	163°	4,64	0,79		163°				
	SO	250°	5,10	0,87		250°				
	NO	332°	5,82	0,99		332°				
ABR	NORTE	0°	5,41	1,00	0,81	0°	4,69	0,87	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	4,59	0,85		84°				
	SE	163°	3,50	0,65		163°				
	SO	250°	4,18	0,77		250°				
	NO	332°	5,32	0,98		332°				
MAI	NORTE	0°	4,64	1,00	0,75	0°	3,74	0,81	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	3,67	0,79		84°				
	SE	163°	2,55	0,55		163°				
	SO	250°	3,21	0,69		250°				
	NO	332°	4,49	0,97		332°				
JUN	NORTE	0°	4,43	1,00	0,71	0°	3,43	0,77	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	3,40	0,77		84°				
	SE	163°	2,08	0,47		163°				
	SO	250°	2,89	0,65		250°				
	NO	332°	4,28	0,97		332°				
JUL	NORTE	0°	4,45	1,00	0,74	0°	3,52	0,79	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	3,48	0,78		84°				
	SE	163°	2,29	0,51		163°				
	SO	250°	3,04	0,68		250°				
	NO	332°	4,34	0,98		332°				
AGO	NORTE	0°	5,22	1,00	0,78	0°	4,39	0,84	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	4,27	0,82		84°				
	SE	163°	3,04	0,58		163°				
	SO	250°	3,79	0,73		250°				
	NO	332°	5,09	0,98		332°				
SET	NORTE	0°	5,09	1,00	0,87	0°	4,63	0,91	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	4,51	0,89		84°				
	SE	163°	3,79	0,74		163°				
	SO	250°	4,30	0,84		250°				
	NO	332°	5,03	0,99		332°				
OUT	NORTE	0°	5,52	1,00	0,95	0°	5,44	0,99	Orientação Norte Inclinação 23° (latitude local)	
	NE	84°	5,30	0,96		84°				
	SE	163°	4,91	0,89		163°				
	SO	250°	5,14	0,93		250°				
	NO	332°	5,55	1,01		332°				
NOV	NORTE	0°	5,46	1,00	1,01	0°	5,75	1,05	Inclinação 0° (horizontal)	
	NE	84°	5,55	1,02		84°				
	SE	163°	5,54	1,01		163°				
	SO	250°	5,54	1,01		250°				
	NO	332°	5,52	1,01		332°				
DEZ	NORTE	0°	5,53	1,00	1,05	0°	6,00	1,08	Inclinação 0° (horizontal)	
	NE	84°	5,84	1,06		84°				
	SE	163°	6,05	1,09		163°				
	SO	250°	5,85	1,06		250°				
	NO	332°	5,58	1,01		332°				

Tabela 22- Dados de radiação solar.

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, ao longo do ano, a configuração ótima de fato apresenta melhores condições de radiação na maioria dos meses, entre março e outubro, sendo a configuração com inclinação horizontal a mais eficiente entre novembro e fevereiro. Nesse último intervalo, mesmo a configuração orientada segundo as fachadas mostra-se mais interessante que a ótima teórica.

Cabe lembrar que, justamente o intervalo entre novembro e fevereiro, por englobar o período do verão, concentra os meses de maior consumo elétrico no ano (em virtude da grande utilização de aparelhos de ar condicionado). Priorizar

maior capacidade de geração nesse período também pode se mostrar uma estratégia adequada.

Dessa forma, no presente trabalho adotou-se um equilíbrio entre as propostas de orientação/inclinação que apresentam melhor resultado nos meses de verão, de modo a conciliar maiores níveis de radiação com a maximização do aproveitamento da superfície útil disponível, sem descuidar do fator estético.

4.3. Disposição dos módulos fotovoltaicos na cobertura do prédio

Procedeu-se então à escolha de um modelo comercial de módulo fotovoltaico a ser utilizado na cobertura do edifício. Optou-se pela tecnologia do silício cristalino, dada sua robustez e confiabilidade, sendo a alternativa mais tradicional na indústria e aquela que conta com maior escala de produção (o que constitui fator de redução de preços).

Mais especificamente, utilizou-se a tecnologia do silício monocristalino (m-Si), que possui elevada eficiência em aplicações comerciais. O modelo escolhido foi o YL260C-30b (Tabela 23), com potência nominal de 260W da fabricante chinesa Yingli Solar (uma das líderes do mercado mundial de produtores de painéis fotovoltaicos).

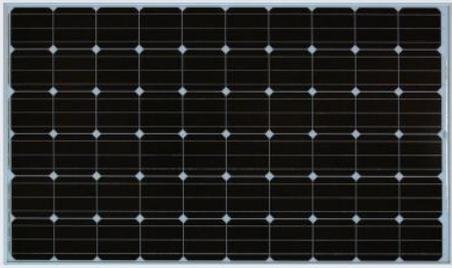
Dados do módulo	
	
Modelo	YL260C-30b
Fabricante	Yingli Solar - China
Potência nominal/módulo (W)	260
Largura (m)	0,99
Comprimento(m)	1,64
Espessura(m)	0,04
Eficiência do módulo (%)	16

Tabela 23- Características do modelo escolhido.
Fonte: Elaboração própria.

Utilizando o *software* Skelion Pro foi possível modelar a placa fotovoltaica escolhida e integrá-la à cobertura do prédio 3D previamente construído (Figura 41).

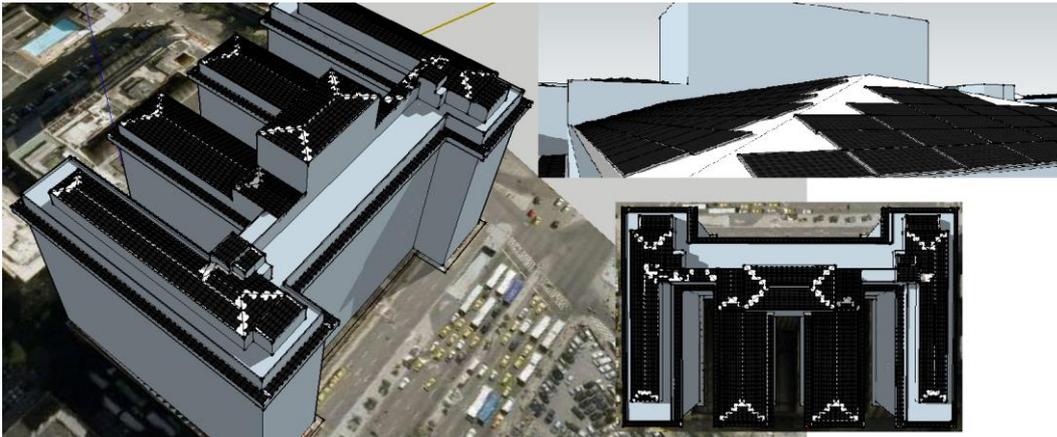


Figura 41- Integração das placas no modelo 3D do edifício.
Fonte: Elaboração própria

Considerando toda a área de cobertura disponível (áreas onde há circulação de pessoas não foram computadas), e priorizando a integração arquitetônica (placas orientadas segundo direção das fachadas) chegaríamos a um sistema potencial de 694,72 kWp (Tabela 24).

Modelo	Nº Placas	Potência nominal por placa (Wp)	Potência instalada(kWp)
YL260C-30b	2672	260	694,72

Tabela 24- Resumo integração de placas na área disponível total.
Fonte: Elaboração própria

Entretanto, faz-se necessário levar em consideração o fator perda por sombreamento no momento de se projetar o sistema. Como já discutido anteriormente, uma série de fatores são responsáveis pela diminuição da performance potencial do sistema³⁰, sendo o sombreamento um dos mais críticos e talvez o mais passível de ser evitado.

Nos cálculos de geração de energia, essas perdas são captadas pela unidade de medida *performance ratio* (PR), que mede justamente o desempenho real do sistema após as deduções das perdas, sendo o valor médio encontrado na literatura para um sistema usual atualmente igual a 0,75 (25% de perda total).

EPE (2012) também utilizou um PR de 0,75, estimando as perdas devido exclusivamente ao sombreamento entre 7-16%.

Deline et al. (2014) analisou a performance de 542 sistemas em 26 países para concluir que a média de perda por sombreamento era de 8,3%.

³⁰ Redução de irradiação global no plano devido a sombreamento da linha de horizonte e dos módulos, redução devido à refração do vidro, perdas dos módulos devido à conversão de irradiação solar em eletricidade, perda por efeito de incompatibilidade entre módulos, efeito joule nos cabos e sombreamento entre fileiras de módulos, perda nos inversores pela conversão corrente contínua/alternada, perda por indisponibilidade do equipamentos devido a manutenção ou falhas, entre outros.

Em outro estudo, considerando 66 residências na Califórnia-EUA, Deline et al. (2012) encontrou valor mediano de perda por sombreamento de 7,6%, além de estimar faixas de categorização, que classificavam os sistemas fotovoltaicos com perdas superiores a 20% como aqueles detentores de altos níveis de sombreamento (até 10% seriam levemente sombreados e entre 10-20% moderadamente sombreados).

Tendo por base os resultados obtidos anteriormente por meio da análise horária de sombreamento para os meses críticos do ano, optou-se por aplicar um refinamento ainda maior no resultado obtido.

Utilizou-se uma função do *software* Skelion que, por meio de cruzamento de dados meteorológicos e algoritmo próprio, retorna a porcentagem de energia solar disponível nos módulos após descontar as perdas por sombreamento incidentes em cada placa individualmente.

A configuração inicial, utilizando a totalidade da cobertura útil disponível, indicava uma perda por sombreamento da ordem de 11,74% no sistema como um todo. Com o intuito de reduzir essa ineficiência, aplicou-se um filtro, limitando a perda individual de cada módulo a no máximo 30%. O resultado pode ser visto na Figura 42.

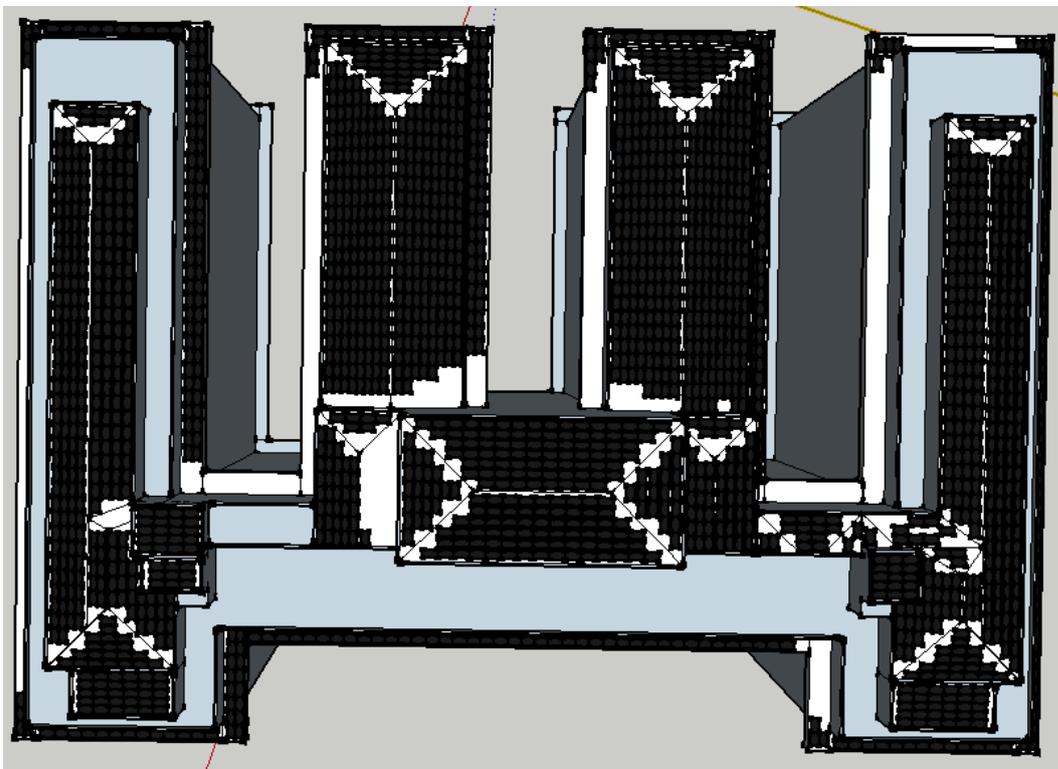


Figura 42- Integração dos módulos após remoção de placas com sombreamento superior a 30%.

Fonte: Elaboração própria

Aplicada a restrição acima, a nova perda global do sistema em virtude de sombreamento passou a ser de 5,88%, para uma capacidade instalada de 583,18 kWp (Tabela 25).

Modelo	Nº Placas	Potência nominal por placa (Wp)	Potência instalada(kWp)
YL260C-30b	2243	260	583,18

Tabela 25- Resumo integração de placas na área disponível após correção por sombreamento.

Fonte: Elaboração própria

Após a remoção das placas com sombreamento excessivo, analisou-se a perda mensal devido ao sombreamento nas placas remanescentes (agrupadas segundo inclinação/orientação), com o intuito de impactar esses dados nos valores de irradiação solar incidente (Tabela 26).

Grupo	1	2	3	4	5
Nº Placas	659	110	705	184	585
Azimute	341,89	71,89	161,89	251,89	0
Inclinação	23	23	23	23	0
Perda por sombreamento (%)					
Jan	1,87	1,00	3,84	0,90	15,19
Fev	2,81	1,31	4,41	1,47	13,14
Mar	3,32	1,29	3,65	1,95	10,87
Abr	5,61	1,61	5,31	3,65	10,90
Mai	5,68	2,06	5,85	3,58	11,01
Jun	5,94	2,11	5,85	3,13	11,37
Jul	5,94	2,18	6,10	3,39	11,27
Ago	5,70	1,70	5,48	3,79	11,02
Set	3,76	1,08	3,50	2,31	9,98
Out	2,37	0,97	3,12	1,36	10,73
Nov	1,60	0,66	3,16	1,39	12,76
Dez	1,59	0,67	3,65	0,69	15,08

Tabela 26- Perdas mensais por sombreamento em cada orientação de fachada.

Fonte: Elaboração própria

Para a obtenção dos novos valores de irradiação solar diária média, descontou-se o percentual de perdas por sombreamento do total de irradiação solar de cada mês para as diferentes orientações de telhado.

Definidos o arranjo final do sistema e os dados corrigidos de irradiação, torna-se possível estimar a geração mensal de energia, segundo a fórmula mencionada anteriormente:

$$E = P_o * FC * 24 * n^{\circ} \text{ dias mês} \quad (4.1)$$

³¹ Po= potência nominal dos módulos; FC= fator de capacidade;

$$FC = \text{fator de capacidade} = \frac{Yr * PR}{(24)}$$

Estimativa de geração fotovoltaica								
Performance ratio (PR)		0,75						
	Inclinação	Orientação		Irradiação Média (kWh/m ² /dia)	Irradiação corrigida	N° placas	Po kWp (capacidade nominal)	Geração (kWh)
JAN	0°	-		6,14	5,21	585	152,1	18.414,95
	23°	NE	84°	5,88	5,82	110	28,6	3.870,81
	23°	SE	163°	5,98	5,75	705	183,3	24.506,49
	23°	SO	250°	5,85	5,80	184	47,84	6.448,43
	23°	NO	332°	5,73	5,62	659	171,34	22.399,49
FEV	0°	-		6,42	5,58	585	152,1	17.812,26
	23°	NE	84°	6,12	6,04	110	28,6	3.627,52
	23°	SE	163°	5,92	5,66	705	183,3	21.782,91
	23°	SO	250°	6,04	5,95	184	47,84	5.979,11
	23°	NO	332°	6,30	6,12	659	171,34	22.031,30
MAR	0°	-		5,50	4,90	585	152,1	17.335,27
	23°	NE	84°	5,37	5,30	110	28,6	3.524,72
	23°	SE	163°	4,64	4,47	705	183,3	19.052,64
	23°	SO	250°	5,10	5,00	184	47,84	5.562,17
	23°	NO	332°	5,82	5,63	659	171,34	22.415,13
ABR	0°	-		4,69	4,18	585	152,1	14.301,29
	23°	NE	84°	4,59	4,52	110	28,6	2.906,11
	23°	SE	163°	3,50	3,31	705	183,3	13.668,38
	23°	SO	250°	4,18	4,03	184	47,84	4.335,04
	23°	NO	332°	5,32	5,02	659	171,34	19.358,82
MAI	0°	-		3,74	3,33	585	152,1	11.769,69
	23°	NE	84°	3,67	3,59	110	28,6	2.390,09
	23°	SE	163°	2,55	2,40	705	183,3	10.231,66
	23°	SO	250°	3,21	3,10	184	47,84	3.442,63
	23°	NO	332°	4,49	4,23	659	171,34	16.870,65
JUN	0°	-		3,43	3,04	585	152,1	10.403,79
	23°	NE	84°	3,40	3,33	110	28,6	2.141,74
	23°	SE	163°	2,08	1,96	705	183,3	8.076,60
	23°	SO	250°	2,89	2,80	184	47,84	3.013,47
	23°	NO	332°	4,28	4,03	659	171,34	15.519,94
JUL	0°	-		3,52	3,12	585	152,1	11.045,15
	23°	NE	84°	3,48	3,40	110	28,6	2.263,58
	23°	SE	163°	2,29	2,15	705	183,3	9.164,03
	23°	SO	250°	3,04	2,94	184	47,84	3.266,63
	23°	NO	332°	4,34	4,08	659	171,34	16.262,09
AGO	0°	-		4,39	3,91	585	152,1	13.813,80
	23°	NE	84°	4,27	4,20	110	28,6	2.791,07
	23°	SE	163°	3,04	2,87	705	183,3	12.245,67
	23°	SO	250°	3,79	3,65	184	47,84	4.055,67
	23°	NO	332°	5,09	4,80	659	171,34	19.121,03
SET	0°	-		4,63	4,17	585	152,1	14.263,95
	23°	NE	84°	4,51	4,46	110	28,6	2.870,84
	23°	SE	163°	3,79	3,66	705	183,3	15.083,83
	23°	SO	250°	4,30	4,20	184	47,84	4.521,45
	23°	NO	332°	5,03	4,84	659	171,34	18.662,29
OUT	0°	-		5,44	4,86	585	152,1	17.172,70
	23°	NE	84°	5,30	5,25	110	28,6	3.490,05
	23°	SE	163°	4,91	4,76	705	183,3	20.272,21
	23°	SO	250°	5,14	5,07	184	47,84	5.639,55
	23°	NO	332°	5,55	5,42	659	171,34	21.585,30
NOV	0°	-		5,75	5,02	585	152,1	17.167,11
	23°	NE	84°	5,55	5,51	110	28,6	3.547,85
	23°	SE	163°	5,54	5,36	705	183,3	22.126,34
	23°	SO	250°	5,54	5,46	184	47,84	5.880,44
	23°	NO	332°	5,52	5,43	659	171,34	20.939,94
DEZ	0°	-		6,00	5,10	585	152,1	18.017,77
	23°	NE	84°	5,84	5,80	110	28,6	3.857,29
	23°	SE	163°	6,05	5,83	705	183,3	24.842,34
	23°	SO	250°	5,85	5,81	184	47,84	6.462,09
	23°	NO	332°	5,58	5,49	659	171,34	21.875,36
				Total		2243	583,18	715.500,54

Tabela 27- Estimativa de geração.

Fonte: Elaboração própria

Observa-se por meio dos dados gerados (Tabela 27) que a geração anual estimada seria de 715,5 MWh no ano, sendo dezembro e janeiro os meses de maior contribuição. Considerando um consumo de 200 kWh/mês, a geração média mensal seria suficiente para abastecer 298 residências.

Em relação ao consumo do próprio prédio, antes de se efetuar uma comparação fez-se necessário anualizar os dados de consumo diário médio obtidos (Tabela 28). O edifício apresentou um consumo médio diário (dias úteis) de 21.719,54 kWh, ao qual foram somados consumos médios estimados para fins de semana e feriados (o menor consumo horário para dias úteis foi utilizado como base para dias não úteis).

2015		
	Dias	Consumo kWh
FDS	103	594.417,12
Feriados	10	57.710,40
Úteis	252	5.473.322,98
Total	365	6.125.450,50

Tabela 28- Consumo estimado do prédio.
Fonte: Elaboração própria.

Dessa forma, a geração fotovoltaica estimada de 715,5 MWh seria capaz de prover 11,68% da necessidade anual do edifício.

A economia anual seria da ordem de R\$ 447.767,39 (tomando por base a tarifa elétrica estimada pela Firjan utilizada no Capítulo 3).

4.4. Aplicando análise de viabilidade ao sistema estimado para o Palácio da Fazenda

Com os dados estimados de geração anual de energia em mãos, torna-se possível aplicar o estudo de viabilidade apresentado no capítulo 3 ao estudo de caso do Palácio da Fazenda.

Projetando a geração futura de energia para toda a vida útil do sistema (25 anos) e utilizando os parâmetros estimados anteriormente, foi possível analisar financeiramente a viabilidade do projeto segundo os 12 cenários definidos.

TAMANHO DO SISTEMA: 583,18 kWp	
Taxa de câmbio R\$/€\$	3,30
Preço sistema R\$/Wp	5,64

	Inflação	Taxa de desconto	TIR	VPL	Payback		Viabilidade
					Anos	Meses	
Cenário 1 (Padrão)	5,56%	13,75%	13,16%	-R\$ 148.378,53	8	6	NÃO VIÁVEL
Cenário 2	4,50%	13,75%	11,98%	-R\$ 414.496,20	8	11	NÃO VIÁVEL
Cenário 3	8,00%	13,75%	15,84%	R\$ 615.647,41	7	9	VIÁVEL
Cenário 4	5,56%	12,21%	13,16%	R\$ 262.473,12	7	9	VIÁVEL
Cenário 5	4,50%	12,21%	11,98%	-R\$ 60.048,58	7	9	NÃO VIÁVEL
Cenário 6	8,00%	12,21%	15,84%	R\$ 1.197.047,65	7	9	VIÁVEL
Cenário 7	5,56%	13,75%	15,60%	R\$ 306.247,12	8	3	VIÁVEL
Cenário 8	4,50%	13,75%	14,01%	R\$ 40.129,45	8	8	VIÁVEL
Cenário 9	8,00%	13,75%	19,23%	R\$ 1.070.273,06	7	7	VIÁVEL
Cenário 10	5,56%	12,21%	15,60%	R\$ 637.295,72	8	3	VIÁVEL
Cenário 11	4,50%	12,21%	14,01%	R\$ 314.774,03	8	8	VIÁVEL
Cenário 12	8,00%	12,21%	19,23%	R\$ 1.571.870,26	7	7	VIÁVEL

Tabela 29- Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários – Palácio da Fazenda.

Fonte: Elaboração própria

A situação de viabilidade ocorreu de forma majoritária, tendo 9 dos 12 cenários trabalhados apresentado valor presente líquido positivo (Tabela 29). Majorações de tarifa baseadas em taxas de inflação iguais ou superiores à média calculada de 5,56% mostram-se fator decisivo no aumento de economia e consequente velocidade de retorno do investimento (exceção seria o Cenário 1, cuja TIR, apesar de elevada, não supera a alta taxa mínima de retorno exigido de 13,75%).

Mesmo considerando suas limitações³², o indicador *payback* oferece informação auxiliar de rápida interpretação, não tendo o período de recuperação do investimento sido superior a 9 anos em nenhum dos cenários.

4.5. Impacto da variação da taxa de câmbio no preço final do sistema

Conforme debatido anteriormente, no presente trabalho utilizou-se como preço base a taxa de câmbio média do Real perante o Euro no primeiro semestre de 2015 (3,30 R\$/€\$). Nesta seção aplicou-se o mesmo racional nos cenários, porém levando em consideração o risco cambial implícito à compra do sistema.

Foram analisados dois cenários alternativos de precificação da moeda, mais desvantajosos do ponto de vista do importador de módulos (4,00 R\$/€\$ e 4,50 R\$/€\$).

³² Não considera valor do dinheiro no tempo (juros, inflação e custo de oportunidade) e desconsidera os fluxos obtidos após o período da recuperação.

Ao aplicar uma taxa de câmbio de 4,00 R\$/€\$, obtém-se um preço final de sistema de R\$6,32/Wp. Os efeitos da majoração do preço na viabilidade do sistema podem ser vistos na Tabela 30.

TAMANHO DO SISTEMA: 583,18 kWp	
Taxa de câmbio R\$/€\$	4,00
Preço sistema R\$/Wp	6,32

	Inflação	Taxa de desconto	TIR	VPL	Payback		Viabilidade
					Anos	Meses	
Cenário 1 (Padrão)	5,56%	13,75%	11,67%	-R\$ 572.630,44	9	6	NÃO VIÁVEL
Cenário 2	4,50%	13,75%	10,49%	-R\$ 838.748,11	10	0	NÃO VIÁVEL
Cenário 3	8,00%	13,75%	14,34%	R\$ 191.395,50	8	7	VIÁVEL
Cenário 4	5,56%	12,21%	11,67%	-R\$ 164.744,69	9	6	NÃO VIÁVEL
Cenário 5	4,50%	12,21%	10,49%	-R\$ 487.266,38	10	0	NÃO VIÁVEL
Cenário 6	8,00%	12,21%	14,34%	R\$ 769.829,85	8	7	VIÁVEL
Cenário 7	5,56%	13,75%	13,41%	-R\$ 63.191,89	8	5	NÃO VIÁVEL
Cenário 8	4,50%	13,75%	11,87%	-R\$ 329.309,56	8	9	NÃO VIÁVEL
Cenário 9	8,00%	13,75%	16,93%	R\$ 700.834,05	7	8	VIÁVEL
Cenário 10	5,56%	12,21%	13,41%	R\$ 255.269,17	8	5	VIÁVEL
Cenário 11	4,50%	12,21%	11,87%	-R\$ 67.252,53	8	9	NÃO VIÁVEL
Cenário 12	8,00%	12,21%	16,93%	R\$ 1.189.843,70	7	8	VIÁVEL

Tabela 30- Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários com câmbio 4,00 R\$/€\$.

Fonte: Elaboração própria

Percebe-se que o fator cambial de fato representa fator crítico na análise, uma vez que quatro cenários adicionais passam a não apresentar viabilidade. Especialmente os cenários que consideram o reajuste anual de tarifa elétrica acima da inflação média esperada mantêm-se viáveis (mesmo variando as taxas de desconto e adotando ou não financiamento do investimento).

Já aplicando a opção mais desvantajosa de câmbio (4,50 R\$/€\$), pode-se perceber que o número de cenários viáveis torna-se ainda mais restrito.

TAMANHO DO SISTEMA: 583,18 kWp	
Taxa de câmbio R\$/€\$	4,50
Preço sistema R\$/Wp	6,81

	Inflação	Taxa de desconto	TIR	VPL	Payback		Viabilidade
					Anos	Meses	
Cenário 1 (Padrão)	5,56%	13,75%	10,75%	-R\$ 878.341,38	10	2	NÃO VIÁVEL
Cenário 2	4,50%	13,75%	9,58%	-R\$ 1.144.459,05	10	9	NÃO VIÁVEL
Cenário 3	8,00%	13,75%	13,42%	-R\$ 114.315,43	9	2	NÃO VIÁVEL
Cenário 4	5,56%	12,21%	10,75%	-R\$ 472.592,82	10	2	NÃO VIÁVEL
Cenário 5	4,50%	12,21%	9,58%	-R\$ 795.114,51	10	9	NÃO VIÁVEL
Cenário 6	8,00%	12,21%	13,42%	R\$ 461.981,72	9	2	VIÁVEL
Cenário 7	5,56%	13,75%	9,60%	-R\$ 986.462,02	13	1	NÃO VIÁVEL
Cenário 8	4,50%	13,75%	8,13%	-R\$ 1.252.579,69	14	0	NÃO VIÁVEL
Cenário 9	8,00%	13,75%	12,95%	-R\$ 222.436,07	11	7	NÃO VIÁVEL
Cenário 10	5,56%	12,21%	9,60%	-R\$ 701.160,87	13	1	NÃO VIÁVEL
Cenário 11	4,50%	12,21%	8,13%	-R\$ 1.023.682,56	14	0	NÃO VIÁVEL
Cenário 12	8,00%	12,21%	12,95%	R\$ 233.413,67	11	7	VIÁVEL

Tabela 31- Resultado da análise de viabilidade para os 12 cenários com câmbio 4,50 R\$/€\$.

Fonte: Elaboração própria

O preço do Wp instalado passa a ser de 6,81 R\$/Wp, o que tornaria apenas dois cenários viáveis mantendo-se as condições iniciais inalteradas (Tabela 31). Apenas aqueles que exigiam uma atratividade mínima menor, de 12,21%, e contavam com majoração de tarifa acima da inflação mantiveram-se viáveis.

Cabe salientar entretanto, que a situação de evolução da tarifa elétrica acima da inflação do período de fato foi recorrente no histórico recente do país (ver Figura 21 e Figura 23).

Conclui-se a análise de viabilidade por meio do cálculo do LCOE (*levelized cost of electricity*) para cada cenário que, lembrando, indica a fronteira de indiferença entre investir ou não na fonte alternativa de energia (o ponto em que o LCOE é igual ao valor pago à distribuidora local, indica o momento em que se atinge a paridade tarifária, de modo que valores de LCOE abaixo da tarifa local indicam viabilidade fotovoltaica).

Para o câmbio mais valorizado de 3,30R\$/€\$, nota-se pela Tabela 32 que a condição de viabilidade é atingida em todos os cenários propostos:

TAMANHO DO SISTEMA (kWp)	583,18
Taxa de câmbio R\$/€\$	3,30
Preço sistema R\$/Wp	5,64

	Tarifa Light R\$/MWh	LCOE R\$/MWh
Cenário 1 (Padrão)	625,81	513,27
Cenário 2		555,57
Cenário 3		421,42
Cenário 4		454,32
Cenário 5		494,56
Cenário 6		368,06
Cenário 7		493,19
Cenário 8		523,65
Cenário 9		423,55
Cenário 10		449,09
Cenário 11		479,41
Cenário 12		380,61

Tabela 32- LCOE (Câmbio 3,30R\$/€\$).

Fonte: Elaboração própria

O mesmo panorama se mantém ao aplicar-se o cálculo ao câmbio de 4,00 R\$/€\$, apesar dos valores nivelados sofrerem considerável elevação, aproximando-se em alguns cenários do valor estimado da tarifa elétrica local (Tabela 33).

TAMANHO DO SISTEMA (kWp)	583,18
Taxa de câmbio R\$/€\$	4,00
Preço sistema R\$/Wp	6,32

	Tarifa Light R\$/MWh	LCOE R\$/MWh
Cenário 1 (Padrão)	625,81	575,15
Cenário 2		622,56
Cenário 3		472,23
Cenário 4		509,10
Cenário 5		554,19
Cenário 6		412,43
Cenário 7		552,65
Cenário 8		586,78
Cenário 9		474,62
Cenário 10		503,23
Cenário 11		537,21
Cenário 12		426,50

Tabela 33- LCOE (Câmbio 4,00R\$/€\$).
Fonte: Elaboração própria

Por sua vez, como esperado, o câmbio de 4,50 R\$/€\$ mostra impacto relevante na viabilidade do projeto, tornando 5 dos 12 cenários desinteressantes ao tomador de decisão (Tabela 34).

TAMANHO DO SISTEMA (kWp)	583,18
Taxa de câmbio R\$/€\$	4,50
Preço sistema R\$/Wp	6,81

	Tarifa Light R\$/MWh	LCOE R\$/MWh
Cenário 1 (Padrão)	625,81	619,74
Cenário 2		670,83
Cenário 3		508,84
Cenário 4		548,57
Cenário 5		597,15
Cenário 6		444,41
Cenário 7		701,61
Cenário 8		745,02
Cenário 9		602,05
Cenário 10		638,60
Cenário 11		681,94
Cenário 12		540,45

Tabela 34- LCOE (Câmbio 4,50R\$/€\$).
Fonte: Elaboração própria

5 Conclusão

A presente dissertação se propôs a colaborar com o aprofundamento dos estudos voltados ao ainda nascente mercado fotovoltaico nacional, em consonância com o inequívoco movimento de diversificação da matriz de energia elétrica brasileira que, apesar de ainda predominantemente baseada em energia hidráulica, evidencia crescimento relevante de outras fontes renováveis num futuro próximo.

A recente conjuntura do setor elétrico brasileiro, que vem sofrendo nos últimos anos com condições hidrológicas desfavoráveis, decisões políticas equivocadas, falta de planejamento e descasamento entre o preço e o custo de geração, tem colaborado para expressivos reajustes nas tarifas. Estes, por sua vez, aumentam consideravelmente as condições de viabilidade de investimento num sistema fotovoltaico, já que a alternativa solar passa a apresentar competitividade também no aspecto econômico, além do apelo ambiental usualmente associado ao seu uso.

Nesse contexto, com o respaldo das informações geradas, mostra-se pertinente inferir que o presente trabalho logrou êxito em contribuir com o avanço dos estudos voltados ao tão recente, e ao mesmo tempo promissor, mercado fotovoltaico nacional. Principalmente, ao tratar resultados de viabilidade para grandes consumidores, perfil de cliente ainda pouco abordado nas pesquisas e análises desse setor.

No tocante ao primeiro objetivo proposto - *avaliar a viabilidade econômico-financeira de sistemas de geração fotovoltaica distribuída para grandes clientes da concessionária Light, estimando não apenas o preço de um sistema fotovoltaico de médio/grande porte como o retorno financeiro do mesmo e análises de sensibilidade contemplando múltiplos cenários* - a análise foi efetuada, tendo os resultados corroborado a expectativa de aumento da atratividade da energia solar no presente momento.

Considerando a taxa de câmbio média encontrada no primeiro semestre de 2015 (3,30R\$/€\$), foi observada uma majoritária condição de viabilidade dentre os 12 cenários propostos, que consideraram múltiplas combinações de taxas de inflação (balizadoras do reajuste tarifário), taxas de desconto (ou taxa mínima de

atratividade) e adoção ou não de crédito para financiamento do investimento inicial.

O sistema de maior escala estimado (1 MWp) mostrou-se inviável somente no cenário mais “desfavorável” proposto, aquele com menor percentual de reajuste tarifário (considerando inflação de 4,5%), maior exigência de retorno do investimento (TMA de 13,75%) e ausência de mecanismo de financiamento.

O sistema menor (100kWp) por sua vez mostrou-se viável em 8 dos 12 cenários trabalhados. Além do mesmo cenário inviabilizado na simulação do sistema de 1 MWp (Cenário 2), três outros passaram a não apresentar viabilidade, notadamente aqueles associados a taxas de inflação menores (e por conseguinte menores reajustes tarifários) e/ou maior exigência de retorno por parte do consumidor/investidor (taxa de desconto de 13,75%).

No que tange ao segundo objetivo aventado - *aplicar-se-á a análise de viabilidade econômico-financeira desenvolvida a um cliente real da concessionária Light no Rio de Janeiro, escolhido dentre o escopo de consumidores detentores de elevado potencial técnico para o aproveitamento fotovoltaico* – procedeu-se à escolha de um grande cliente da concessionária Light no Rio de Janeiro detentor das características técnicas desejadas, tendo sido eleito o edifício do Palácio da Fazenda.

Foi realizada a modelagem 3D da edificação e a verificação do caminho percorrido pelas sombras decorrentes dos próprios elementos construtivos da cobertura e dos edifícios relevantes em seu entorno, com o intuito de se alcançar a melhor estimativa de capacidade de geração possível.

Após estimada a geração de energia fotovoltaica anual (715,5 MWh) pode-se, por aproximação, concluir que a mesma seria capaz de prover 11,68% da necessidade anual do edifício, gerando uma economia potencial de R\$447.767,39 no mesmo período.

Projetando a geração futura de energia para toda a vida útil do sistema (25 anos) e utilizando os mesmos parâmetros estimados no capítulo 3, foi possível analisar financeiramente a viabilidade do projeto segundo os mesmos 12 cenários definidos anteriormente, tendo a situação de viabilidade ocorrido em 9 deles.

Também foi realizada análise de sensibilidade considerando o risco cambial implícito à compra do sistema, que comprovou a criticidade deste fator na decisão de investimento. Adotando uma taxa de câmbio de 4,00 R\$/€, quatro cenários adicionais passaram a não apresentar viabilidade, ao passo que com câmbio de 4,50 R\$/€ somente dois deles mostraram-se atrativos. Cabe

destacar que as condições supostas nos dois cenários viáveis encontram suporte no histórico recente observado no país.

Como proposta de aprofundamento da pesquisa e recomendação de trabalho futuro convém mencionar a possibilidade de se expandir a análise de viabilidade a outros grandes consumidores estaduais vinculados ao poder público, em estreito alinhamento aos recém lançados Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD (lançado pelo Ministério de Minas e Energia em 15 de dezembro de 2015) e Política Estadual de Incentivo ao Uso da Energia Solar (Lei nº 7.122 de 3 de dezembro 2015).

A última prevê que o Estado do Rio de Janeiro deverá desenvolver programas e ações que visem à instalação de sistemas fotovoltaicos nos prédios públicos, escolas, empresas e autarquias, tendo inclusive preferência a fonte solar quando da construção de prédios públicos estaduais (RIO DE JANEIRO, 2015).

Para enriquecer a análise de viabilidade será pertinente incluir como variáveis novos instrumentos de incentivo fiscal e creditício que estão surgindo enquanto ferramentas de estímulo à adoção dessa fonte. Como exemplo pode-se mencionar a Lei nº 13.203 (de 8 de dezembro de 2015), que autorizou o BNDES a conceder financiamentos a taxas diferenciadas para projetos de geração de energia elétrica a partir de fonte solar em escolas e hospitais públicos (BRASIL, 2015).

Ainda nessa linha, propõe-se o aprofundamento dos métodos de análise do investimento, por meio do uso de Simulação de Monte Carlo e aplicação da Teoria das Opções Reais.

6 Referências bibliográficas

AGÊNCIA ESTADUAL DE FOMENTO – AgeRio. Simulação de financiamento. 2015. Disponível em: <<http://www.agerio.com.br/index.php/simulador?cat=2&prog=19&sprog=3>>. Acesso em: 08 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Matriz de Energia Elétrica**. 2015a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 16 set. 2015.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Brasília, 2015b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos>>. Acesso em: 12 ago. 2015.

_____. **Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão**. 2015c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 30 jul. 2015.

_____. Resolução Normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 20 abr. 2012a.

_____. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 19 abr. 2012b.

_____. Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 14 dez. 2012c.

_____. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 02 dez. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA - ABINEE. Propostas para a Inserção de Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. São Paulo: ABINEE, 2012.

AZAMBUJA, A. F. Relatório da Construção do Edifício-Sede do Ministério da Fazenda. Rio de Janeiro, 1944. 40p.

BANCO CENTRAL DO BRASIL - BACEN. **Sistema de Expectativas de Mercado**. 2015a. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 07 ago. 2015.

_____. **Notas do Copom**: 191^a Reunião. 2015b. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?copom191>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

BARBOSE, G. et al. **Tracking the Sun VIII**: The Installed Price of Residential and Non-Residential Photovoltaic Systems in the United States. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015.

BARBOSE, G.; WEAVER, S.; NAIM, D. **Tracking the Sun VII**: An Historical Summary of the Installed Price of Photovoltaics in the United States from 1998-2013. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014.

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, n. 9, p. 4470–4482, dez. 2011.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nos 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoproductor o consumidor que atenda a requisitos que especifica. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 8 dez. 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm>. Acesso em: 15 dez. 2015.

BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on grid-parity. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 121–136, 2013.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Boletim informativo referente ao 7º Leilão de Energia de Reserva em agosto de 2015**. 2015a. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cs/idcplg?IdcService=GET_FILE&dDocName=CC EE_357767&allowInterrupt=1&Rendition=web&RevisionSelectionMethod=latestReleased>. Acesso em: 23 nov. 2015.

_____. **Leilão de Reserva contrata usinas eólicas e solares, com deságio médio de 9,9%**. 2014. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_319839>. Acesso em: 22 nov. 2015.

_____. **Setor elétrico**. 2015b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?>. Acesso em: 04 dez. 2015..

CARMO, D. L. **Metodologia para identificação de potenciais usuários de conversão fotovoltaica**: estudo de caso de grandes clientes de uma concessionária de energia elétrica. Rio de Janeiro, 2014. 185p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

_____. Publicação eletrônica [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <pedrocomarella@gmail.com> em 02 out. 2015.

CARNEIRO, L. Palácio da Fazenda: a relíquia da economia no Centro do Rio. **O Globo**, Rio de Janeiro, 07 dez. 2014. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/palacio-da-fazenda-reliquia-da-economia-no-centro-do-rio-14761367>>. Acesso em: 25 set. 2015.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO – CRESESB. **Potencial Solar - SunData**. 2015a. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 18 jun. 2015.

_____. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2015b. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>. Acesso em: 13 nov. 2015.

DELINE, C. et al. Partial-Shading Assessment of Photovoltaic Installations via Module-Level Monitoring. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 6, p. 1618-1624, 2014.

_____. Photovoltaic shading testbed for module-level power electronics. Colorado: NREL, 2012, 28p. Relatório Técnico.

ELETROBRAS. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005**: classe comercial - Relatório Brasil Completo. Rio de Janeiro: ELETROBRAS; PROCEL, 2008a. 166p.

_____. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005**: classe industrial - Relatório Brasil Completo. Rio de Janeiro: ELETROBRAS; PROCEL, 2008b. 206p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

_____. **Balanco Energético Nacional 2015**: ano base 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2015a.

_____. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos**. Rio de Janeiro: EPE, 2014a.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília: EPE, 2014b.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: EPE, 2015b.

_____. **1º LER 2015**: EPE cadastra 382 projetos de energia fotovoltaica. 2015c. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=7007>>. Acesso em: 20 jun. 2015.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION - EPIA. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018. EPIA, 2014.

_____. Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World. EPIA, 2011.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - FIRJAN. Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil? Rio de Janeiro: Firjan, 2011. (Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro). Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8F4EBC426A014EC144C72E2A51&inline=1>>. Acesso em: 22 jul. 2015.

_____. Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil? 2015a. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/quantocustaenergia/>>. Acesso em: 07 jul. 2015.

_____. Publicação eletrônica [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <pedrocomarella@gmail.com> em 19 de agosto de 2015.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. Ilha Solteira, 2006. 94p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

FUCHS, P.G.; ESPOSITO, A.S. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. **Revista do BNDES**, n.40, p. 85-114, dez. 2013.

GOMES, A. et al.. BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.

GOPINATHAN, K. K. Solar radiation on variously oriented sloping surfaces. **Solar Energy**, v. 47, n. 3, p. 173–179, 1991.

GUNERHAN, H.; HEPBASLI, A. Determination of the optimum tilt angle of solar collectors for building applications. **Building and Environment**, v. 42, n. 2, p. 779–783, 2007.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor**. 2015. Disponível em: <www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201506_3.shtm>. Acesso em: 30 jul. 2015.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S.R. Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2011.

KERSTEN, F. et al. PV Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 26., 2011, Hamburgo - Alemanha. **Proceedings...** Hamburgo: Pvsec, 2011. p. 4697 - 4702.

KONZEN, Gabriel; MANOEL, Paula Scheidt; KRENZ, Peter. O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica - Edição 2015. 2015. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final>. Acesso em: 20 out. 2015.

LIGHT. **Reajustes e Revisões Tarifárias**. 2015. Disponível em: <<http://ri.light.com.br/ptb/reajustes-e-revisoes-tarifarias>>. Acesso em: 13 nov. 2015.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Photovoltaic Solar Energy: A Briefly Review. **Revista Virtual de Química**, [s.l.], v. 7, n. 1, p.126-143, 2015.

MACHADO, M. Centro do Rio de Janeiro: Lista de discussão sobre arquitetura e discussões urbanas. Lista mantida por SkyscraperCity. Disponível em: <<http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?p=54412203>>. Acesso em: 12 ago. 2015.

MARTELLO, A. Governo fixa meta central de inflação em 4,5% para 2017, mas diminui teto. **O Globo**, Rio de Janeiro, 25 de jun. de 2015. Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/06/governo-fixa-meta-central-de-inflacao-em-45-para-2017-mas-diminui-teto.html>. Acesso em: 31out.2015.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **60 anos do Palácio da Fazenda**. Brasília: ESAF, 2003. 92 p.

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES - MRE. **Declaração Conjunta Brasil-Estados Unidos sobre Mudança do Clima – Washington, D.C. – 30 de junho de 2015**. 2015. Nota 259. Disponível em: <<http://www.itamaraty.gov.br/pt-BR/notas-a-imprensa/10386-declaracao-conjunta-brasil-estados-unidos-sobre-mudanca-do-clima-washington-d-c-30-de-junho-de-2015>>. Acesso em: 09 ago. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Comitê desliga mais 2 mil MW médios de térmicas com maior custo**. 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/comite-desliga-mais-2-mil-mwmedios-de-termicas-com-maior-custo>. Acesso em: 05 maio 2016.

MIRANDA, R. F. C. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2013. 290p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

NAKABAYASHI, R. K.. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. São Paulo, 2014. 106p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo.

NASCIMENTO, P. A. M. M. Considerações sobre as indústrias de equipamentos para produção de energias eólica e solar fotovoltaica e suas dimensões científicas no Brasil. **Radar: Tecnologia, produção e comércio exterior**, Brasília, n. 39, p.7-25, jun. 2015. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11058/3981>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

_____. **Microgeração fotovoltaica no brasil: viabilidade econômica**. 2015. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2015.

NEMET, G. F. Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies. **Energy Policy**, v. 37, n. 3, p. 825–835, 2009.

MARION, B. et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: IEEE PHOTOVOLTAICS SPECIALISTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 31., 2005, Lake Buena Vista - Florida. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**. Golden - Colorado: NREL, 2005. p. 1 - 6.

MEHLERI, E.D. et al. Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 35, n. 11, p.2468-2475, nov. 2010

PEDRETTI. Centro do Rio de Janeiro: Lista de discussão sobre arquitetura e discussões urbanas. Lista mantida por SkyscraperCity. Disponível em: <<http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=653687&page=830>>. Acesso em: 13 ago. 2015.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Inpe, 2006. 60 p.

PHOTON. **Photon Price Index**. 2015. Disponível em: <<http://www.photon.info/newsletter/document/93083.pdf>>. Acesso em: 13 jun. 2015.

RAGHURAMAN, B. et al. An Overview of SMUD's Outdoor Photovoltaic Test Program at Arizona State University. In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 4., 2006, Waikoloa-HW. **Proceedings...** . Piscataway-NJ: IEEE, 2006. p. 2214 - 2216.

RIO DE JANEIRO (Estado). Lei nº 7.122, de 3 de dezembro de 2015. Institui a Política Estadual de Incentivo ao Uso da Energia Solar. **Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, RJ, 4 dez.2015. Disponível em: <http://www.jusbrasil.com.br/diarios/105742311/doerj-poder-executivo-04-12-2015-pg-1?ref=topic_feed>. Acesso em: 21 dez. 2015.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: Editora UFSC/Labsolar, 2004. 114p.

SIGNORINI, V. B.; VIANNA, S. D.; SALAMONI, I. Análise do potencial de geração de energia solar fotovoltaica em um sistema integrado à edificação e interligado à rede - estudo de caso no prédio administrativo do campus porto da UFPEL. **Revista de Arquitetura e Urbanismo**, v. 3, p. 108-117, 2014.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. 2015. Texto para Discussão nº 166. Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>. Acesso em: 03 jun. 2015.

SOLARGIS. PvPlanner: Avaliação De Rendimento Da Central Fotovoltaica. 2015. Disponível em: <<http://solargis.com/products/pvplanner/overview/>>. Acesso em: 22 jul. 2015.

SOUZA, R.C. et al. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos no Brasil: geração de cenários e otimização**. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2014. 248 p.

SUNPOWER CORPORATION. **SunPower Module Degradation Rate**. 2013. Disponível em: <<https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-sunpower-module-degradation-rate.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2015.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Instituto de Física Gleb Wataghin. **Laboratório de Pesquisas Fotovoltaicas**. 2015. Disponível em: <<https://portal.ifi.unicamp.br/dfa/lpf>>. Acesso em: 23 out. 2015.

YANG, H.; LU, L. The Optimum Tilt Angles and Orientations of PV Claddings for Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Applications. **Journal of Solar Energy Engineering**, [s.l.], v. 129, n. 2, p.253-255, 2005.

ZOMER, C. D. **Megawatt Solar**: geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. Florianópolis, 2010. 177p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina.