

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Mecanismos de incentivos ao fotovoltaico: estudo comparativo Portugal/Brasil

Baltazar de Jesus Pina Patuleia Figueiras

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2013

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Mecanismos de incentivos ao fotovoltaico: estudo comparativo Portugal/Brasil

Baltazar de Jesus Pina Patuleia Figueiras

Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de
Professor Federico Bernardino Morante Trigo (UFABC)
Professor Miguel Centeno Brito (FCUL)

2013

Abstract

The following dissertation aims to analyse and compare the different policy instruments tested or being implemented for the promotion of photovoltaic energy in Portugal and Brazil, by understanding their virtues and challenges to later recommend alternative strategies to both in the near future.

To achieve the objective of this dissertation, it has been divided into two sections. Firstly, a review of all the information directly related to policy instruments was undertaken to gain full understanding and dominance of the topic. Then, a detailed analysis of each country is taken to understand the path of the two nations in photovoltaic energy incentive. Finally recommendations for the success of the development of this technology in the future are suggested.

The analysis demonstrated that Portugal and Brazil have photovoltaic markets with limited relevance and low development (despite the Portuguese market has bigger relevance and being in a advanced level in comparison to Brazilian market) due to some adversities in the diffusion of this technology in their territories. In Portugal's case, the biggest challenges are related to the instability of the policy instruments. The absence of distinct goals and political interest has been the greatest difficulties experienced by the Brazilian market. Nevertheless, both countries have privileged conditions to photovoltaic technology has an interesting share in final energy consumption, leading the photovoltaic market into an employment and wealth generator, as well as providing environmental benefits.

Keywords: Photovoltaic energy; Policy instruments; Portugal; Brazil.

Resumo

Esta dissertação tem com objetivo analisar e comparar os diferentes mecanismos de incentivos à energia fotovoltaica testados ou em implementação em Portugal e no Brasil, para melhor compreender as suas virtudes e desafios, de modo a poder recomendar alternativas para ambos num futuro próximo.

De modo a ir ao encontro dos objetivos desta dissertação, esta foi dividida em duas partes: primeiramente é realizada uma revisão de toda a informação relacionada diretamente com a temática dos mecanismos de incentivo, com objetivo de compreender e dominar o tema; de seguida é realizada uma análise detalhada com o intuito de compreender o caminho realizado por ambas as nações no incentivo à energia fotovoltaica com o intuito de, posteriormente, apresentar propostas para que o desenvolvimento desta tecnologia seja bem-sucedido no futuro.

A análise demonstrou que tanto Portugal como o Brasil possuem mercados fotovoltaicos com reduzida expressão e pouco desenvolvidos (apesar do português deter maior relevância e de estar num estágio mais avançado de desenvolvimento) devido a terem experimentado adversidades na difusão desta tecnologia no seu território. No caso português, os maiores contratempos têm origem na instabilidade das políticas governativas que têm passado essa condição para o próprio mercado. No Brasil, a ausência de metas concretas e de interesse político têm sido as maiores dificuldades sentidas pelo mercado. Contudo, ambos têm condições privilegiadas para que a tecnologia fotovoltaica tenha um peso interessante nas respetivas matrizes elétricas e que, por sua vez, o mercado fotovoltaico seja criador de emprego e riqueza, além de benefícios ambientais.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica; Mecanismos de incentivos; Portugal; Brasil.

Agradecimentos

Ao Professor Miguel Centeno Brito pela sua excelente orientação em todo o decorrer da dissertação e por toda a sua disponibilidade.

Ao Professor Federico Trigosso por me ter orientado e recebido em São Paulo. A realização do intercâmbio entre a UFABC e a FCUL não seria possível sem a sua ajuda.

À Doutora Ana Delicado e ao Professor António Vallêra por me terem disponibilizado o seu tempo no esclarecimento de dúvidas.

Aos meus pais pela ajuda, não só nesta etapa final, mas em todo o meu percurso académico. Principalmente, por me terem estimulado intensivamente a estudar, nomeadamente em períodos de desânimo.

Às minhas irmãs, Carlota e Francisca, por serem um exemplo que sempre tentei seguir. Um especial agradecimento à minha irmã Francisca e à sua família, Benjamim e Manuel, por me terem recebido na sua casa em São Paulo.

À minha querida namorada, Amanda, pelo apoio essencial em todo o meu percurso académico.

Por último, mas muito importantes, agradecer o apoio a todos os meus amigos, em especial os da Praia da Areia Branca, pela amizade e pelo incentivo. Também queria agradecer à Ciça e ao Diogo por me terem hospedado na sua casa em São Paulo na reta final da minha aventura brasileira.

Índices

1. Introdução	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 A energia solar fotovoltaica	3
1.2.1 Panorama mundial.....	3
1.2.2 Mercado fotovoltaico	4
1.3 Mecanismos de incentivos	10
1.3.1 Tarifas garantidas.....	11
1.3.2 Quotas obrigatórias	12
1.3.3 Incentivos financeiros	14
2. Brasil.....	17
2.1 Sistema elétrico	17
2.1.1 Evolução do sistema.....	17
2.1.2 Geração	19
2.1.3 Transmissão	20
2.1.4 Distribuição	22
2.1.5 Política tarifária.....	22
2.2 Recurso solar.....	31
2.3 Panorama brasileiro da energia fotovoltaica.....	33
2.3.1 Programas de incentivo	33
2.3.2 Mecanismos de incentivos	36
2.3.3 Financiamento	37
2.3.4 Certificação	38
2.3.5 Situação atual	38
2.3.6 Mercado fotovoltaico	40
3. Portugal	42
3.1 Sistema elétrico	42

3.1.1	Evolução.....	42
3.1.1	Geração	43
3.1.2	Transmissão	45
3.1.3	Distribuição.....	45
3.1.4	Política tarifária.....	45
3.2	Recurso solar.....	50
3.3	Panorama português da energia fotovoltaica	51
3.3.1	Base europeia e internacional.....	51
3.3.2	Mecanismos de incentivos	52
3.3.3	Certificação	56
3.4	Situação atual	57
3.4.1	Mercado fotovoltaico	57
4.	Análise comparativa.....	59
4.1	Análise PESTEL	59
4.1.1	<i>Political</i>	59
4.1.2	<i>Economic</i>	61
4.1.3	<i>Social</i>	62
4.1.4	<i>Technological</i>	63
4.1.5	<i>Environmental</i>	63
4.1.6	<i>Legal</i>	63
4.2	Análise SWOT	67
4.2.1	Portugal	67
4.2.2	Brasil	73
5.	Conclusões	76
5.1	Propostas de mecanismos de incentivos	76
5.1.1	Propostas comuns.....	76
5.1.2	Portugal	77
5.1.3	Brasil.....	78
5.2	Considerações finais	79

6. Referências.....	81
---------------------	----

Lista de figuras

Figura 1 - Evolução da potência mundial instalada de sistemas fotovoltaicos.	4
Figura 2 - Evolução da potência Europeia instalada de sistemas fotovoltaicos.	4
Figura 3 - Evolução do preço dos módulos fotovoltaicos de Dezembro de 2001 a Março de 2012.	5
Figura 4 - Produção vs Mercado.	5
Figura 5 - Projeção da eficiência e dos custos associados às três gerações.	6
Figura 6 - Produção mundial de módulos fotovoltaicos pelas diferentes tecnologias. Realidade atual e projeção até 2017.	7
Figura 7 - Evolução das tecnologias fotovoltaicas baseadas em diferentes componentes (sem silício). .	7
Figura 8 - Distribuição do emprego nas atividades diretas à tecnologia solar fotovoltaica.	9
Figura 9 - Mecanismos de incentivo no mundo.	15
Figura 10 - Matriz elétrica brasileira (potência instalada).	19
Figura 11 - Abastecimento do consumo elétrico brasileiro em 2012.	19
Figura 12 - Sistema de Transmissão brasileiro.	21
Figura 13 - Composição da tarifa brasileira em reais (Para uma conta de R\$ 100,00).	26
Figura 14 - Composição da tarifa brasileira antes da revisão extraordinária.	27
Figura 15 - Composição da tarifa brasileira depois da revisão extraordinária.	27
Figura 16- Irradiação média anual diária num plano horizontal (kWh/m ² /dia).	31
Figura 17 - Irradiação média anual diária no Brasil num plano inclinado com ângulo igual à latitude (kWh/m ² /dia).	32
Figura 18 - Densidade demográfica brasileira.	32
Figura 19 - Histórico do preço da energia eólica no Brasil.	35
Figura 20 -Viabilidade da produção distribuída no Brasil a partir de sistemas fotovoltaicos residenciais em 2012.	39
Figura 21 - Viabilidade da produção distribuída no Brasil a partir de sistemas fotovoltaicos residenciais em 2013.	40
Figura 22 - Matriz elétrica portuguesa (potência instalada) no final do ano de 2012.	43
Figura 23 - Abastecimento do consumo elétrico português em 2011.	43
Figura 24 - Abastecimento do consumo elétrico português em 2012.	44

Figura 25 - Evolução do preço médio (€/kWh) da energia elétrica em Portugal Continental por nível de tensão (Preços Constantes).....	46
Figura 26 -Evolução dos custos de interesse económico geral.	46
Figura 27 - Composição da tarifa dos consumidores em baixa tensão (domésticos) sem impostos e peso dos CIEG.....	48
Figura 28 - Composição da tarifa dos consumidores em média tensão (indústria) sem impostos e peso dos CIEG.	49
Figura 29 - Irradiação global anual por m ² , para uma inclinação óptima.	50
Figura 30 - Evolução da potência instalada de sistemas solares fotovoltaicos em Portugal.....	57
Figura 31 - Evolução da tarifa bonificada em Portugal. (.....	60
Figura 32 - Evolução da potência de micro e miniprodução instalada anualmente, das respectivas tarifas bonificadas e do LCOE dos sistemas fotovoltaicos em Portugal.....	67
Figura 33 - Evolução da potência de microprodução instalada anualmente e da taxa de incentivo (Tarifa - LCOE) em Portugal.	68
Figura 34 - Capacidade instalada no ano n em função da taxa de incentivo no ano n-1.....	69
Figura 35 - Evolução da quota de ligação disponível anualmente para a microprodução em Portugal. 69	

Lista de tabelas

Tabela 1 - Comparação entre diversos estudos sobre a criação de emprego a partir de diferentes tecnologias.....	8
Tabela 2 - Constituição do mecanismo feed-in tariff (FIT) em diferentes países Europeus.....	12
Tabela 3 - Argumentos contra e a favor dos mecanismos de feed-in tariff e de quotas obrigatórias.....	13
Tabela 4- Evolução do sistema eléctrico brasileiro.....	17
Tabela 5 - Tarifa de energia eléctrica por classe e por região no Brasil (R\$/MWh).	22
Tabela 6 - Encargos sectoriais brasileiros.	23
Tabela 7 - Custos de geração de sistemas fotovoltaicos no Brasil com ou sem condições especiais de financiamento.	39
Tabela 8 - Potência instalada e produção de energia eléctrica em Portugal em 2011 e 2012.....	44
Tabela 9 - Composição da tarifa de electricidade em Portugal.....	47
Tabela 10 - Valor de Z em função da tecnologia.	53
Tabela 11 - Valor de Z em função da tecnologia e prazos limites para remuneração.....	53
Tabela 12 - Valor de Z em função da tecnologia e prazos limites para remuneração.....	54
Tabela 13 - Fabricantes e integradores de sistemas fotovoltaicos em Portugal.	58
Tabela 14 - Análise PESTEL - Situação atual da energia fotovoltaica em Portugal.	65
Tabela 15 - Análise PESTEL - Situação atual da energia fotovoltaica no Brasil.	66
Tabela 16 - Análise SWOT do mercado fotovoltaico português.	73
Tabela 17 - Análise SWOT do mercado fotovoltaico brasileiro.	75

1. Introdução

1.1 Motivação

O desenvolvimento sustentável é, nos dias de hoje, uma meta característica da maioria das nações e a utilização de fontes de energia renovável (FER) uma ferramenta para atingi-lo. O que distingue as FER das fontes convencionais (combustíveis fósseis) são os benefícios que trazem para o meio ambiente, para a economia e, por sua vez, para as populações. A utilização das FER conduz à redução da emissão de gases com efeito de estufa, sendo portanto menos prejudiciais ao meio ambiente, à utilização de recursos endógenos, levando à redução das importações de energia em países com défice de combustíveis fósseis e por conseguinte ao aumento da sua segurança energética, e por fim à diversificação da matriz elétrica. Todas estas vantagens proporcionam às populações melhorias nas condições de vida, devido à conservação do meio ambiente e à criação de emprego e riqueza. Deste modo, a participação dos Governos no desenvolvimento das fontes de energia renovável, através de mecanismos de incentivo é uma ambição e uma realidade global que tem conduzido a uma participação crescente destas fontes nas matrizes elétricas dos países.

Portugal e Brasil não fogem à regra na questão dos incentivos às FER. Ao longo das últimas décadas ambos têm desenvolvido diversa legislação com o objetivo de diversificar as suas matrizes elétricas utilizando as FER. Em Portugal, devido à sua herança Europeia, à aposta estratégica do governo anterior e à sua maior dependência energética, o país investiu, através dos incentivos, seriamente na produção de energia elétrica a partir das FER, principalmente na energia eólica, sendo a aposta na energia fotovoltaica bastante mais reduzida. Atualmente, o investimento está a ser reduzido gradualmente derivado da situação precária da economia. O Brasil, restringiu a sua aposta na energia hídrica, sendo um dos países no mundo com maior produção de energia elétrica a partir desta tecnologia. Apesar disso, atualmente já existe investimento em outras tecnologias, principalmente na energia eólica, sendo a aposta na energia solar mais reduzida tal como em Portugal. O Brasil encontra-se numa situação económica e de desenvolvimento da energia fotovoltaica diferente de Portugal, portanto a tendência é que os investimentos nesta área aumentem nos próximos anos.

No Brasil e em Portugal a energia solar fotovoltaica ganha importância devido ao generoso recurso solar que ambos os países possuem. Apesar disso, apresentam baixa inserção desta tecnologia nas matrizes elétricas nacionais e, por sua vez, mercados fotovoltaicos com menor expressão quando comparados com outros países com um recurso solar bastante mais reduzido. Contudo, Portugal possui maior experiência nesta área e portanto algumas conclusões da sua política de incentivos podem ser retiradas e usadas como lições para futura legislação, tanto para Portugal como para o Brasil. Por outro lado, a recente legislação brasileira poderá oferecer novas opções aos legisladores portugueses.

O debate sobre as FER e sobre os seus incentivos está presente constantemente, tanto na literatura específica como na opinião pública. Este facto, está relacionado com a problemática dos incentivos serem, principalmente na Europa, suportados pelos consumidores de eletricidade em baixa tensão (consumidores residenciais). Deste modo, é importante definir estratégias/mecanismos, que por um lado permitam a exploração do vasto recurso solar presente em ambos os países, e que por outro sejam justas e aceitáveis para aqueles que a suportam financeiramente, ou seja, os consumidores.

Assim sendo, esta dissertação tem como objetivo analisar e comparar os diferentes mecanismos de incentivos testados ou em implementação nos dois países, para poder melhor compreender as suas virtudes e desafios, de modo a poder recomendar alternativas para ambos num futuro próximo.

As ligações entre Portugal e Brasil são centenárias e as relações comerciais entre ambos têm sido uma constante ao longo dos tempos. O mercado fotovoltaico também pode beneficiar destas relações, quer na permuta de *know-how* quer em relações comerciais. O mercado brasileiro pode ser bastante atrativo para empresas portuguesas com mais experiência nesta área e o mercado português, apesar de ter uma menor escala, pode ser uma porta de entrada para a Europa para empresas brasileiras. Ou seja, a interação só trará benefícios para os dois países.

A dissertação está dividida em cinco capítulos principais. O primeiro introduz a tecnologia solar fotovoltaica, o seu mercado e por fim a apresentação dos mecanismos de incentivos existentes a nível global. O segundo e terceiro abordam basicamente os mesmos temas para os dois países em análise, Brasil e Portugal, sequencialmente. Nestes capítulos apresenta-se uma revisão de como os sistemas elétricos nacionais funcionam, para depois nas secções seguintes o leitor possuir a informação necessária para compreender como os mecanismos de incentivo operam. No capítulo da análise são abordados os temas com maior relevância, para no final ser possível tirar lições e conclusões.

1.2 A energia solar fotovoltaica

A tecnologia solar fotovoltaica é uma das formas mais elegantes de converter um recurso natural, neste caso a energia solar, em energia elétrica. Mais elegante porque converte em energia elétrica o recurso natural mais abundante do Planeta Terra de uma maneira simples e limpa. Além disso, o recurso solar é global e democrático, ou seja, está disponível em qualquer ponto do Planeta e portanto não é um recurso exclusivo de alguns afortunados países. Apesar de ser um recurso relativamente constante, a sua disponibilidade está dependente de alguns factores, como efeitos atmosféricos (absorção e dispersão da radiação solar), variações locais na atmosfera (vapor de água, nuvens, poluição), a latitude, a sazonalidade e a altura do dia. Contudo, a conversão de energia acontece sempre que existe radiação solar direta ou difusa sobre o sistema.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados de duas maneiras distintas: sistemas isolados ou sistemas conectados à rede. Os sistemas isolados são dirigidos, principalmente, a zonas rurais onde não existe rede de distribuição de energia elétrica e podem apresentar diferentes dimensões, desde de sistemas destinados ao fornecimento de um só edifício a sistemas com o intuito de abastecer uma comunidade. Os sistemas conectados à rede podem ser diferenciados consoante a sua dimensão. Existem dois tipos de produção: a produção centralizada, ou seja, a partir de centrais fotovoltaicas de maior porte (normalmente com potências superiores a 1 MW), onde a energia elétrica é transferida para a rede de transmissão/distribuição antes de chegar ao seu consumidor final, e a produção distribuída (ou descentralizada), onde os sistemas têm menor potência mas o consumo, da energia elétrica produzida, é realizado *in situ*. Hoje em dia, a potência instalada de sistemas conectados à rede é muito superior à potência instalada de sistemas isolados

1.2.1 Panorama mundial

Em 2012 a potência mundial instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu os 100 GW. A energia elétrica produzida por esta potência é equivalente à produzida anualmente por dezasseis centrais termoelétricas a carvão ou reatores nucleares de 1 GW cada. Além disso, os sistemas fotovoltaicos mundiais evitam, anualmente, a emissão de 53 milhões de toneladas de CO₂. O ano de 2012 também mostrou uma importante mudança em direção a um mercado fotovoltaico mais global, com a instalação de 13 GW fora da Europa (comparando com pouco menos de 8 GW instalados em 2011). Na Europa a potência instalada em 2012 foi de 17 GW (comparado com os 23 GW instalados em 2011), com a Alemanha a liderar com 7,6 GW de potência instalada em 2012, seguida da Itália com 3,3 GW e da França com 1,2 GW. No top 3 dos países fora da Europa que mais instalaram em 2012, está a China em primeiro lugar com, pelo menos, 3,5 GW, seguida dos Estados Unidos com 3,2 GW e o Japão com 2,5 GW (EPIA, 2013). Na figura 1 e 2 é descrita a evolução da potência instalada no Mundo e na Europa.



Figura 1 - Evolução da potência mundial instalada de sistemas fotovoltaicos (ROW - *Rest of the world*; MEA - *Middle East and Africa*; APAC - *Asia Pacific*) (Fonte: EPIA₁,2013).

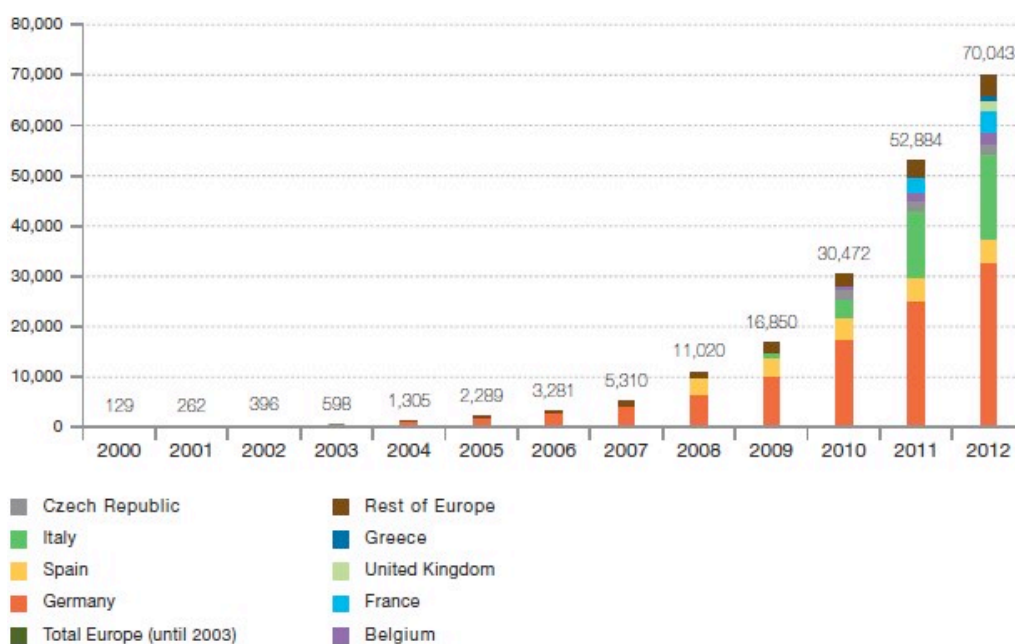


Figura 2 - Evolução da potência Europeia instalada de sistemas fotovoltaicos (Fonte: EPIA₁,2013).

1.2.2 Mercado fotovoltaico

Desde 2008 que os preços dos módulos fotovoltaicos no mercado têm vindo a alcançar valores históricos (figura 3), graças a uma combinação de múltiplos factores que têm em comum o facto de serem responsáveis pela redução do preço de fabrico dos módulos. Os principais factores que têm contribuído para a redução dos custos são a inovação a partir da I&D (investigação e Desenvolvimento), o incremento de avanços no processo de fabricação e o aumento da produção devido à economia de escala. Além destes factores, a aplicação de políticas de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica originou um crescimento acentuado do mercado fotovoltaico o que levou ao aparecimento de novos mercados, como o mercado Chinês que hoje em dia representa uma grande

percentagem na produção de módulos a nível mundial (figura 4). Porém, o grande crescimento do mercado fotovoltaico aliado à crise que se instalou principalmente na Europa, provocou um excedente de oferta em relação à procura, o que também levou a redução dos preços dos módulos (Candelise, Winskel and Gross, 2013).

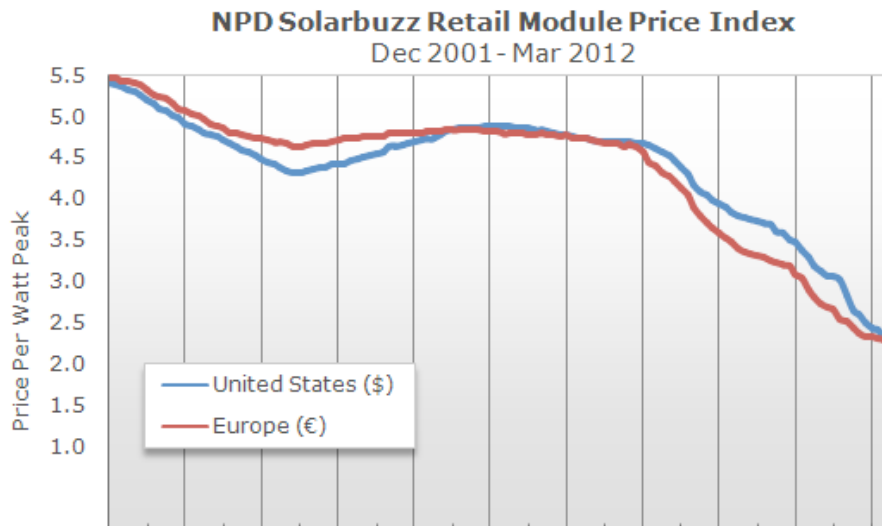


Figura 3 - Evolução do preço dos módulos fotovoltaicos de Dezembro de 2001 a Março de 2012. (Fonte: Solarbuzz, 2013)

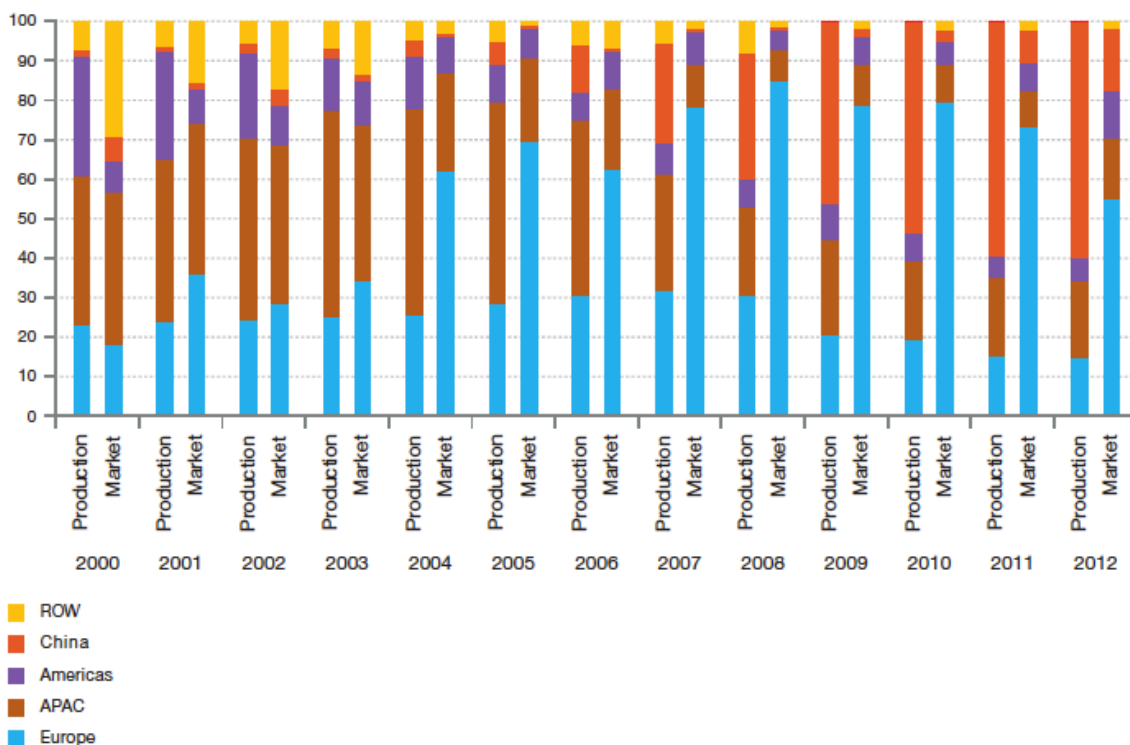


Figura 4 - Produção vs Mercado. (Fonte: (EPIA₁,2013))

A figura 4 representa a evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos (*Production*) e do mercado consumidor dos respectivos módulos (*Market*) desde 2000. Até 2003 a produção em cada região conseguia responder minimamente à procura do mercado na mesma, contudo a partir de 2004 a Europa tornou-se o maior importador de tecnologia, principalmente a partir da Ásia, devido ao grande

crescimento da procura. Hoje em dia, a indústria está localizada principalmente na Ásia, sobretudo na China (70%), apesar do consumo estar ainda maioritariamente na Europa, onde a produção de módulos representa, somente, 13% da produção mundial e 24% do seu próprio mercado (ou seja importa 76% dos módulos que utiliza). A China é o único país que consegue suprimir as suas próprias necessidades de consumo, com mais 320% de produção de módulos do que aqueles que necessita. Contudo, esta diferença tende-se a reduzir devido ao aumento da potência instalada de sistemas fotovoltaicos neste país (EPIA₁,2013).

Ao longo da última década, a questão sobre o futuro da tecnologia solar fotovoltaica tem sido bastante discutida, principalmente sobre a tecnologia que será mais utilizada no futuro. Neste sentido foi introduzido o conceito das gerações fotovoltaicas (Green, 2001). Neste conceito, existem três gerações que caracterizam três diferentes tecnologias de células fotovoltaicas. A "primeira geração" baseia-se na tecnologia de silício cristalino, e que atualmente está presente na maioria dos sistemas fotovoltaicos, a "segunda geração" tem como tecnologia predominante os filmes finos (*Thin Films*), caracterizada pelos custos de produção inferiores aos das tecnologias de "primeira geração", e por último, a "terceira geração" representa as novas tecnologias (*Tandem cells*) que têm em comum níveis de eficiência maiores do que as tecnologias de primeira e segunda geração e custos de produção mais baixos. Na figura 5 é apresentada uma projeção da eficiência e dos custos associados às três gerações, realizada em 2001.

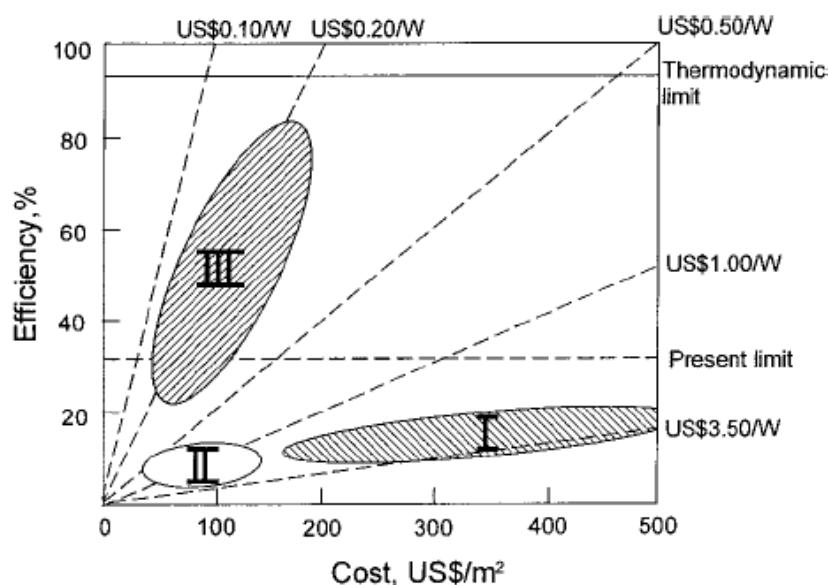


Figura 5 - Projeção da eficiência e dos custos associados às três gerações. (Fonte: (Green, 2001))

A figura 5 demonstra que há dez anos as perspectivas eram que a "terceira geração" iria revolucionar o mercado, pois a tecnologia inerente seria mais eficiente e os seus custos mais baixos. Contudo, ao longo do tempo esta teoria não tem correspondido à realidade. Atualmente, a dita "primeira geração", continua a dominar o mercado e a ser a tecnologia mais competitiva, sobretudo devido às grandes reservas de quartzo (minério do qual é produzido o silício) existente no Mundo (sendo o Brasil possuidor de uma das maiores reservas mundiais). Além disso, os vários desenvolvimentos tecnológicos nas tecnologias de "primeira geração" têm reduzido os seus custos e aumentado a sua eficiência (Green, 2011). Ou seja, a "terceira geração" que há dez anos se proclamava ser a sucessora do silício cristalino, não teve sucesso e hoje em dia pode-se considerar que as tecnologias de "terceira geração" são constituídas por aquelas que evoluíram a partir das tecnologias de "primeira geração".

Na figura 6 é apresentado o peso das diferentes tecnologias na produção mundial de módulos até 2012 e uma projeção até 2017. Como é visível, a tecnologia de "primeira geração", ou seja, os módulos de silício cristalino, dominam o mercado, com praticamente 80% da produção mundial. No futuro, esta tendência deverá manter-se segundo esta projeção, sendo a tecnologia de filme finos ("segunda geração") a segunda com maior importância no mercado

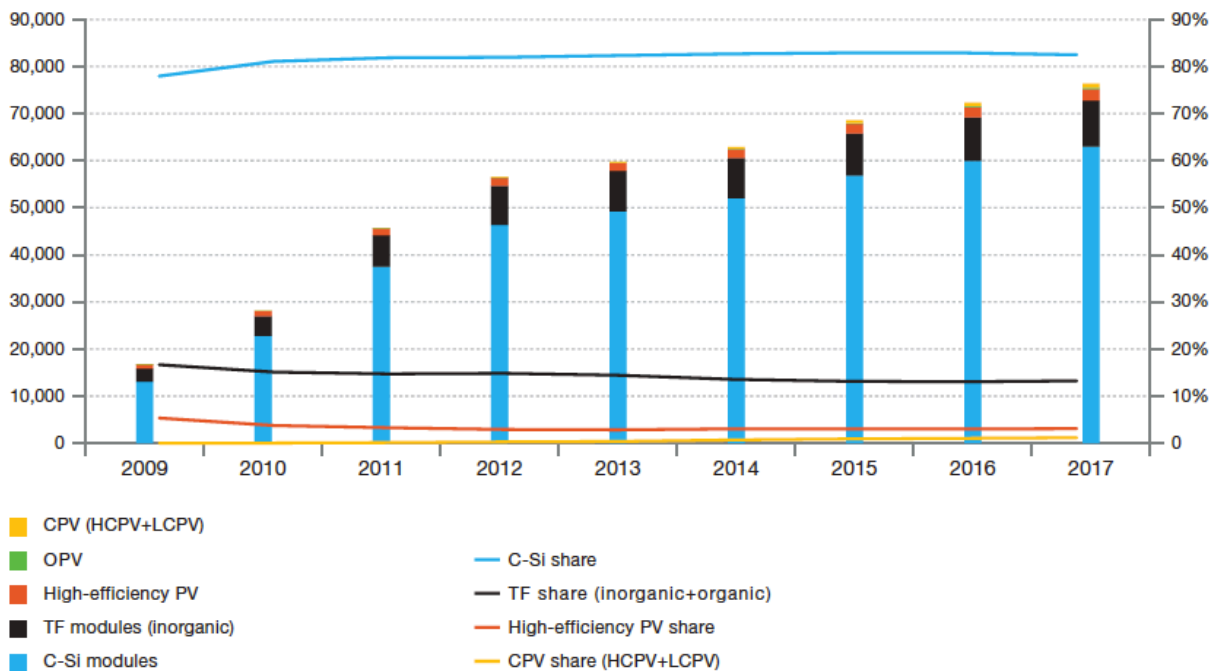


Figura 6 - Produção mundial de módulos fotovoltaicos pelas diferentes tecnologias. Realidade atual e projeção até 2017. (Fonte: (EPIA₁,2013)) (HCPV&LCPV - *High and Low Concentrated Photovoltaics*; OPV - *Organic Photovoltaic*; TF - *Thin Films*)

Em relação às novas tecnologias, onde se enquadram as tecnologias de "terceira geração", prevê-se um aumento da sua produção em conformidade com a evolução da produção mundial. Dentro destas tecnologias, é de salientar a previsão de aumento significativo de produção das tecnologias de concentração (CPV) e as baseadas em células orgânicas (figura 7).

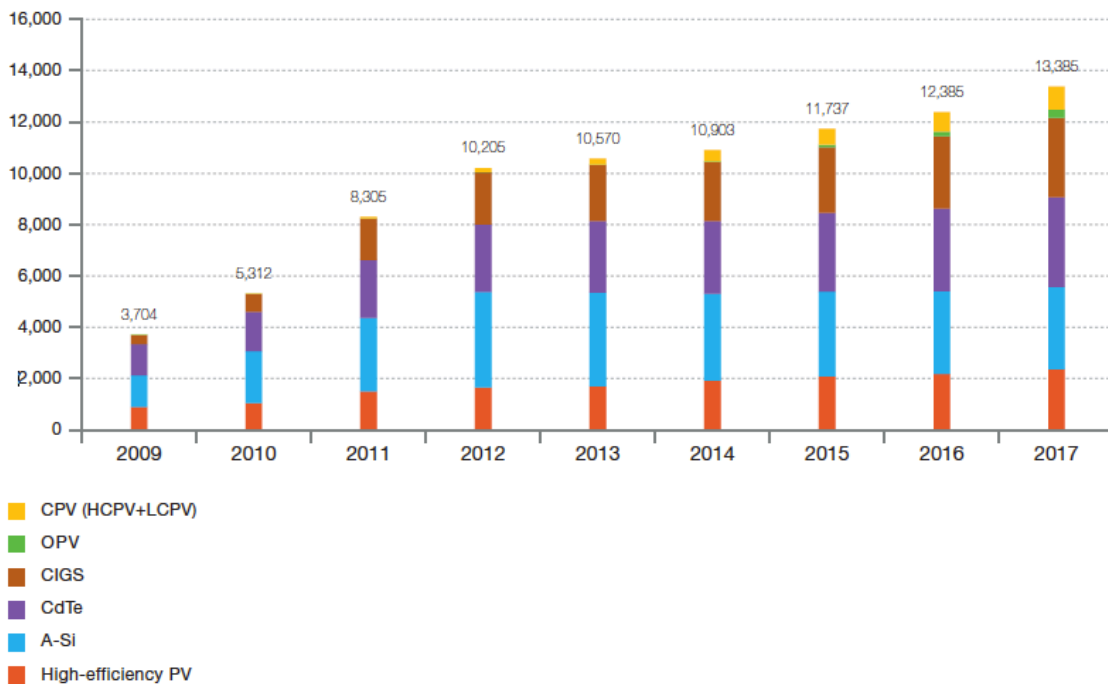


Figura 7 - Evolução das tecnologias fotovoltaicas baseadas em diferentes componentes (sem silício). (Fonte: (EPIA₁,2013)) (CIGS - *Copper Indium Gallium Selenide*; A-Si - *Silício amorfo*)

Quando se estuda um mercado a temática da criação de emprego por parte de uma atividade é sempre referenciada, pois está diretamente relacionada com os benefícios que uma tecnologia pode trazer para uma comunidade/país. No que diz respeito às fontes de energia renovável existem três vertentes de emprego (IRENA, 2011):

- Diretos: Em geral são os empregos relacionados com o núcleo da atividade, ou seja, com a fabricação dos componentes, com o planeamento do projeto, com a instalação dos sistemas e com as atividades de operação e manutenção (O&M).
- Indiretos: Neste grupo estão inseridas as atividades que suportam o núcleo da atividade, como a indústria de extração e de processamento dos matérias-primas (produção de cobre, silício, etc.), serviços de marketing e de vendas, serviços administrativos, órgãos reguladores do sector, empresas de consultadoria e laboratórios de pesquisa.
- Induzidos: Estes estão relacionados com as atividades económicas dos funcionários das atividades diretas ou indiretas anteriormente referidas. A aplicação dos seus salários em outras atividades exerce um estímulo sobre estas, como por exemplo na restauração ou no turismo.

Contudo, estas definições sobrem de alguma ambiguidade pois na literatura específica não existe unanimidade entre autores.

Na tabela 1 é apresentada uma comparação entre três fontes de energia renovável e duas fontes de energia não-renovável relacionada com a criação de emprego. Na comparação são apresentados estudos de diferentes autores que utilizaram métodos distintos para avaliar a criação de emprego consoante a tecnologia utilizada. O que é importante referir é que em praticamente em todos os estudos, a tecnologia solar fotovoltaica é aquela que cria mais postos de trabalho.

Tabela 1 - Comparação entre diversos estudos sobre a criação de emprego a partir de diferentes tecnologias. (Adaptado de: (Lambert and Silva, 2012))

	Emprego/MW (baseado em: (Huntington,2009))	Emprego/GWh (baseado em: (Huntington,2009))	Emprego/\$Milhão (baseado em: (Metcalf,2006))	Emprego/\$Milhão (baseado em: (EIA,2010))
Fotovoltaico	10,56	1,21	3,98	5,72
Vento	2,79	0,32	5,66	3,28
Biomassa	2,84	0,32	5,75	2,88
Carvão	1,01	0,12	3,27	1,22
Gás Natural	0,95	0,11	1,80	1,64

No que diz respeito aos empregos diretos, a figura 8 mostra a distribuição do trabalho desde a produção das células aos serviços de O&M. Como a figura demonstra, a maior taxa de emprego é gerada na fabricação dos módulos (31%), enquanto a fase de projeto é aquela que menos emprego gera (1%). É de salientar que as atividades que são realizadas localmente representam apenas 28% do total (Project/studies (1%); O&M (6%); Installation (21%)), os restantes 72% podem ser produtos importados e portanto a geração de postos de trabalho não é sentida localmente. O caso Europeu é um exemplo perfeito desta situação, pois 76% dos módulos são importados do Continente Asiático.

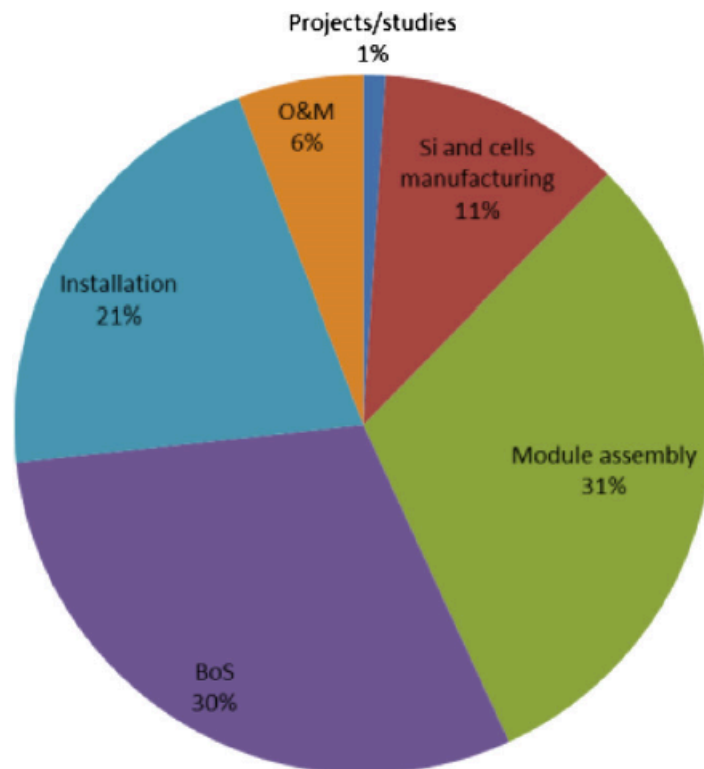


Figura 8 - Distribuição do emprego nas atividades diretas à tecnologia solar fotovoltaica. (Fonte: (Llera, *et al.*, 2013))

1.3 Mecanismos de incentivos

A intervenção pelos Governos, mediante de mecanismos de incentivo às fontes de energia renovável é mundialmente utilizada de inúmeras formas. A unanimidade na sua utilização pode ser fundamentada em cinco argumentos agrupados em três categorias distintas: Ambiental; Nacional; Equidade (Marques and Fuinhas, 2012).

Ambiental:

- A utilização de energia limpa em detrimento de combustíveis fósseis que contribuem para maiores emissões de gases de efeito de estufa, prejudiciais para a população e para o Planeta Terra em geral. Uma tecnologia que incorpora em si mesma um custo extra pela não emissão de poluentes, merece por si só ser incentivada a partir de intervenção pública;
- Ferramenta para atingir as metas acordadas (como a redução da emissão de gases com efeito de estufa) em acordos internacionais como o Protocolo de Quioto e as diretivas da União Europeia.

Nacional:

- A utilização de recursos endógenos diminui a importação de energia, os custos associados à importação e a dependência energética, ou seja, aumenta a segurança energética de um país. Além disso, o apoio à indústria nacional de renováveis garante que no futuro, quando o sistema electroprodutor seja inevitavelmente baseado em renováveis, os países sejam exportadores de tecnologia e não importadores.
- Dinamização da economia nacional, criando emprego e riqueza.

Equidade:

- A fase inicial de implementação implica um grande investimento, que beneficia de baixa incerteza sobre a sua rentabilidade, o que exige o apoio governamental para que as tecnologias renováveis sejam acessíveis a todas as classes sociais. Além disso, as tecnologias com base em combustíveis fósseis também são apoiadas financeiramente através de outros benefícios, como são os custos de interesse económico geral (CIEG) em Portugal, discutidos em capítulos mais avançados nesta dissertação.

Os mecanismos de incentivo aplicados pelos países para a promoção das FER dependem das condições económicas, sociais e, principalmente, da potencialidade dos recursos endógenos do país (Ayoub and Yuji, 2012). Países com maiores recursos renováveis e menores, ou ausentes, reservas de combustíveis fósseis têm tendência a ter uma participação maior das fontes de energia renovável na sua matriz elétrica, como é o caso de Portugal, Alemanha ou Japão.

As ações tomadas pelos países podem ser de curto ou longo prazo. As diferenças entre ambas prendem-se à continuação ou não dos investimentos quando se terminam os mecanismos. Enquanto nos mecanismos de curto prazo, os investimentos terminam, nos mecanismos de longo prazo os investimentos continuam a ser realizados pois foi criado um mercado. Os mecanismos de curto prazo mais utilizados são: investimentos subsidiados; redução de impostos; empréstimos nacionais ou internacionais. Os mecanismos de longo prazo mais utilizados são: tarifas garantidas (FIT - *Feed-in Tariff*); Quotas obrigatórias (Ayoub and Yuji, 2012).

A unanimidade na utilização destes mecanismos está longe de ser alcançada. Enquanto alguns autores defendem que os mecanismos de incentivos têm trazido benefícios, como o crescimento da economia e a redução da emissão de gases com efeito de estufa (Vachon and Menz, 2006; Huang, *et al.*, 2007), outros defendem que a utilização deste tem conduzido a resultados completamente contrários e portanto, adversos aos anteriormente referidos (Frondel, *et al.*, 2010; Marques and Fuinhas, 2012).

1.3.1 Tarifas garantidas

1.3.1.1 *Feed-in tariff*

O mecanismo *feed-in tariff* é o mais utilizado e é aquele com melhores resultados na promoção das FER, em particular na energia fotovoltaica, na União Europeia (Jenner, Groba and Indvik, 2013). O mecanismo baseia-se na atribuição pelo Governo de uma tarifa bonificada aos produtores de energia elétrica a partir de FER, ou seja, os produtores vendem a energia a um preço mais elevado do que o preço de mercado da eletricidade. Além da tarifa bonificada o produtor ainda usufrui da obrigatoriedade das empresas comercializadoras de comprarem a totalidade da sua energia produzida. Apesar de ser o mecanismo mais utilizado na Europa a sua estrutura varia consideravelmente entre países. As maiores diferenças estão no valor da tarifa bonificada, na duração dos contratos, na redução ou não do valor da tarifa bonificada ao longo do contrato e na limitação ou não da potência instalada. As principais variações neste mecanismo estão presentes nas seguintes características (Jenner, Groba and Indvik, 2013):

- Tarifa fixa vs. tarifa prémio - A tarifa fixa garante que o produtor venda a eletricidade à rede por um preço fixo, enquanto a tarifa prémio adiciona um bónus à tarifa da eletricidade em vigor no mercado;
- Contenção de custos - Alguns países (como Portugal) limitam uma quota de ligação que pode ser anual ou para toda potência instalada, outros países (como a Itália (PV magazine, 2013)) limitam a verba disponível para o financiamento do mecanismo;
- Duração de contrato - A duração do contrato varia de entre mecanismos. Normalmente existe uma relação entre a duração dos contratos e o valor da tarifa bonificada. Enquanto alguns países apostam em contratos com menor duração mas com tarifas mais elevadas, outros apostam em contratos mais duradouros mas com tarifas menos atraentes.
- Valor da tarifa - O valor da tarifa paga pela rede aos produtores varia conforme diversos factores: custo de produção; localização; tamanho do sistema; paridade tarifária; finalidade do edifício, etc.
- Redução contínua da tarifa - Alguns mecanismos reduzem a tarifa bonificada ao longo dos anos ou consoante a potência instalada da tecnologia no país. Esta redução tem como objetivo ajustar o valor da tarifa ao custo real de produção, que é influenciado pela evolução da tecnologia.

Na tabela 2 é esquematizado o mecanismo de *feed-in tariff* utilizado em alguns países Europeus. O que é importante realçar são principalmente as diferenças existentes na constituição da tarifa no que diz respeito ao valor da tarifa (FIT) e à duração do contrato (*Lifetime years*). Outra importante característica, não referenciada na tabela, é a existência ou não de um limite para a quota de ligação anual.

Tabela 2 - Constituição do mecanismo feed-in tariff (FIT) em diferentes países Europeus. (Fonte: (Sarasa-Maestro, Dufo-López and Bernal-Augustín, 2013))

País	Geração fotovoltaica* (KWh/KWp)	Tarifa bonificada (€/KWh)	IRC (PT) / IRPJ (BR)	IVA (PT) / ICMS (BR)	Duração do contrato	Tarifa eletricidade
Alemanha	1250	0,1601	29,51	19,00	20	0,2282
Espanha	1575	0,21	30,00	18,00	25	0,172
França	1275	0,2137	33,33	19,60	20	0,1215
Itália	1500	0,233	31,40	20,00	20	0,1946
Grécia	1500	0,292	25,00	19,00	20	0,1061
Portugal	1500	0,32	25,00	22,00	15	0,1668
Reino Unido	975	0,19	28,00	15,00	25	0,1347
Bélgica	900	Vários	34,00	21,00	Vários	0,1896
Bulgária	1275	0,367	10,00	20,00	25	0,0865
República Checa	880	0,423	19,00	19,00	20	0,1455
Suíça	1100	0,41	25,45	7,60	25	0,1897

*Melhores condições do país.

1.3.1.2 Net metering

O *net metering* é uma variante deste tipo de mecanismo, direcionado a instalações residenciais. Neste caso a energia elétrica produzida primeiramente é para consumo da residência e só no caso da produção ser maior que o consumo é que existe a venda de energia para a rede. Caso a situação seja contrária, ou seja, o consumo seja maior que a produção, o produtor terá de pagar a diferença à empresa fornecedora de energia elétrica (Yamamoto, 2012). Esta vertente tem maior adesão nos Estados Unidos da América e em 2012 foi escolhido pelo Governo do Brasil como o mecanismo de incentivo à micro e miniprodução no país. Este mecanismo também varia de país para país, ou no caso dos Estados Unidos da América, de estado para estado. Além das diferenças que também existem no mecanismo de *feed-in tariff* (valor da tarifa bonificada, duração do contrato, quota de ligação, etc), este mecanismo tem outras variantes mais relacionadas com o funcionamento do próprio mecanismo. Por exemplo, o Brasil optou por uma variante em que a energia produzida em excesso não é remunerada através de uma tarifa bonificada mas sim através de créditos que o produtor pode utilizar em momentos em que a sua produção não satisfaz o seu consumo.

O custo destes dois mecanismos, *feed-in tariff* e *net-metering*, resultante da energia paga ao produtor ser mais elevada do que a tarifa convencional, é suportado pelos utilizadores finais do sistema elétrico, ou seja, pela população ou por verbas específicas dos países (Jenner, Groba and Indvik, 2013).

1.3.2 Quotas obrigatórias

No sistema de quotas os Governos definem potências mínimas obrigatórias de FER aos produtores ou aos distribuidores. Existem dois tipos de sistemas de quotas utilizados hoje em dia:

- *Renewable Portfolio Standards* (RPS);
- *Tendering Systems* (TS);

No sistema RPS é definida uma potência instalada ou produção mínima provenientes de FER que, normalmente, aumenta todos os anos. Cabe aos investidores escolher o tipo de tecnologia (quando não é definida à priori qual a FER a utilizar), as tarifas e os contratos que vão realizar para alcançar as metas impostas. Os produtores devem cumprir e comprovar no final dos contratos que atingiram a meta, caso contrário podem receber sanções. Em contrapartida os produtores recebem "Green Certificates", "Green Labels" ou "Renewable Energy Credits" pela energia renovável que produzem. Esses créditos podem ser comprados ou vendidos, para servir de comprovativo de que se atingiu as metas ou no caso de venda, para adicionar mais receita. Aqueles com muitos certificados podem vendê-los e aqueles com poucos podem construir as suas metas na compra de energia a outras centrais de FER ou de créditos. A tarefa dos Governos é de definir as metas e de regulamentar este mercado que se estabeleceu (Sawin, 2004).

No TS, o Governo define a capacidade a instalar e a tarifa máxima. Os investidores apresentam as suas propostas e são escolhidos aqueles com as melhores condições. O Governo subsidia a diferença entre a tarifa bonificada e a tarifa de referência (Sawin, 2004).

Na tabela 3 estão apresentados alguns argumentos contra e a favor dos mecanismos anteriormente apresentados (*feed-in tariff* e quotas obrigatórias).

Tabela 3 - Argumentos contra e a favor dos mecanismos de *feed-in tariff* e de quotas obrigatórias. (Adaptado de: (Sawin, 2004)).

Argumentos	Tarifas garantidas	Quotas obrigatórias
Favor	<ul style="list-style-type: none"> • Até ao momento, tem sido o mecanismo com melhores resultados no desenvolvimento das FER; • Flexível - pode ser planeado de modo a acompanhar a evolução da tecnologia e consequentemente a evolução dos custos de produção; • Encoraja o investimento de pequeno e médios produtores; • Baixos custos de transação; • Facilidade de financiamento; • Facilidade de implementação. 	<ul style="list-style-type: none"> • Promove a utilização de FER mais maduras, o que reduz os custos de produção; • Salvaguarda uma quota de energia proveniente de FER numa futura matriz elétrica; • Mais compatível com os mercados de energia tradicionais; • Mecanismo com maior potencialidade de fortalecer a posição das FER na infraestrutura de abastecimento de eletricidade.

Contra	<ul style="list-style-type: none">• Elevado peso na fatura da eletricidade dos consumidores se o mecanismo não se ajustar ao longo do tempo à evolução dos custos de produção da energia proveniente dos sistemas;• Possibilidade de restrições no comércio de compra e venda de energia devido a requisitos específicos da produção doméstica.	<ul style="list-style-type: none">• Riscos elevados e baixas remunerações para os investidores. Abrandamento do desenvolvimento de novas tecnologias;• Flutuação dos preços;• Tendência para favorecer a produção centralizada;• Tendência para criar ciclos de "stop-and-go" no investimento, causando instabilidade do mercado;• Dificuldade no planeamento, administração e na execução do mecanismo;• Elevados custos de transacção;• Baixa flexibilidade. Dificuldade de se ajustar rapidamente a mudanças do mercado.
---------------	--	---

1.3.3 Incentivos financeiros

Os incentivos financeiros podem ser divididos em três grupos distintos: Benefícios fiscais; subsídios; facilidade de crédito. Estes procuram aumentar a atratividade das fontes de energia renovável através da redução do preço pago pelas tecnologias renováveis, do aumento do retorno dos investimentos, da redução dos custos de produção, da redução do tempo de retorno dos investimentos, etc..

Os benefícios fiscais resumem-se à isenção de alguns impostos sobre o investimento inicial (compra do sistema renovável) ou sobre a produção (venda de energia e nos lucros provenientes dela). Os impostos sobre a produção, normalmente, são aqueles com melhores resultados pois estimulam o produtor a instalar sistemas de qualidade e a realizar a sua manutenção de modo a retirar os maiores proveitos possíveis. Pelo contrário a redução de impostos sobre o investimento inicial por vezes não estimula a eficiência dos sistemas, apesar de estimular a aquisição destes numa fase inicial de implementação da tecnologia. Outras isenções de impostos são utilizados de modo a incentivar a instalação de tecnologias renováveis, como por exemplo, a isenção de taxas ambientais ou a redução/isenção de impostos sobre a importação de equipamentos necessários para a produção dos sistemas.

Os subsídios funcionam a partir do reembolso de uma determinada percentagem dos investimentos realizados na aquisição dos sistemas ou no custo total da instalação, ou no reembolso por unidade de potência instalada (€/Wp).

Uma das maiores barreiras à proliferação das fontes de energia renovável é o facto do investimento inicial dos projetos ser muito elevado. Desse modo, a facilidade de obtenção de crédito e aplicação de taxas de juros atraentes são mecanismos com grande relevância no apoio às energias renováveis.

Na figura 9 são apresentados os mecanismos de incentivo utilizados por alguns países com o objectivo de promover as fontes de energia renovável.

Country	Measures of promotion			
	Feed-in tariff	Quota obligation	Subsidies, tax systems	Unstructured initiatives
USA	△	▲	△	△
Japan	△	▲	△	
China		▲	▲	△
UK		▲	△	△
France	▲		△	
Canada			▲	
Germany	▲		△	
Spain	▲			
Italy		▲	△	△
The Netherlands		▲	△	
Belgium	△	▲		
Sweden	△	▲	△	
Finland	▲			
Denmark	▲	△		
Austria	▲	△	△	
Luxembourg	▲			
Portugal	▲			
Poland		▲		
Romania		▲		
Greece	▲			
Australia		▲	△	
India			▲	
Turkey			▲	
Brazil	▲			
Taiwan				▲
South Africa				▲
UAE				▲

▲: Main strategy in the country, △: Other measures taken.

Figura 9 - Mecanismos de incentivo no mundo. (Fonte: (Ayoub and Yuji, 2012))

Avaliando a potência mundial instalada de sistemas fotovoltaicos (figura 1) e os mecanismos utilizados nas respectivas regiões (figura 9), verifica-se que a Europa, onde o mecanismo *feed-in tariff* é mais utilizado, é responsável pela grande parte da potência instalada. Vários factores podem influenciar este facto, mas é perceptível que as características mais atraentes do mecanismo *feed-in tariff* em relação a outros instrumentos, como os benefícios fiscais, têm influência na distribuição da potência mundialmente instalada. Contudo, com a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos e consequentemente descida das tarifas bonificadas, estas diferenças na atratividade dos investimentos tendem-se a reduzir. Além disso, o facto de no mecanismo *feed-in tariff* a remuneração ser direccionada para a toda a energia produzida e, normalmente, a tarifa paga por essa energia ser mais elevada do que nos restantes mecanismos, leva a que os consumidores de baixa tensão tenham maior intervenção no apoio às fontes de energia renovável, ou seja, que paguem mais na fatura de eletricidade.

Além destes mecanismos, existem outros que se direccionam à certificação de produtos e serviços e à disseminação de informação sobre a importância das fontes de energia renovável e do desenvolvimento sustentável. A certificação é um processo de grande importância porque informa os consumidores de qual os produtos ou serviços que foram testados e que passaram nos testes de qualidade, evitando a dispersão de produtos ou serviços de qualidade inferior que podem denegrir a imagem das fontes de energia renovável no seio da opinião pública. A disseminação de informação na

comunicação social, nas escolas e nas Universidades também tem um papel fulcral para que medidas de incentivo às fontes de energia renovável sejam compreendidas pela população.

De uma maneira geral, o sucesso de um mecanismo de incentivo no desenvolvimento de uma fonte de energia renovável é alcançado quando este foi estudado e planeado a partir de todas as variáveis de um mercado, desde o preço da eletricidade ao custo de produção. A implementação de um mecanismo mal planeado e estruturado, não é necessariamente melhor do que não existir nenhum (Jenner, Groba and Indvik, 2013). Deste modo, é fundamental o estudo pormenorizado do mercado onde se pretende implementar uma fonte de energia renovável, para que o mecanismo de incentivo tenha o efeito pretendido.

2. Brasil

A população brasileira cresceu nos últimos 10 anos 10,9% e o consumo de energia cresceu 40,8 %, o que torna o Brasil o sétimo maior consumidor de energia do mundo, mas também o nono maior produtor de energia primária em 2011 (Pottmaier, *et al.*, 2013). No Plano Nacional de Energia 2030 (PNE) a previsão é que, em 2030, o consumo de energia eléctrica seja entre 950 e 1250 TWh/ano (MME₁,2007) em comparação aos 480,1 TWh/ano registados em 2011 (EPE,2012). Estes resultados exigem que a gestão energética nacional seja uma prioridade.

As secções seguintes têm como objectivo caracterizar o panorama brasileiro da energia eléctrica, com maior ênfase na produção de energia a partir do recurso solar, de modo a familiarizar o leitor com o tema para uma melhor compreensão dos capítulos mais avançados deste trabalho.

2.1 Sistema eléctrico

2.1.1 Evolução do sistema

Devido à dimensão continental do país, o sistema eléctrico brasileiro tem características específicas que o tornam único e mais complexo, se o compararmos, por exemplo, com o português ou com outro sistema Europeu. Ao longo da sua existência, quando confrontado com desafios tem sido sujeito a reformas de modo a torná-lo mais eficiente. Um episódio marcante na história do sistema eléctrico aconteceu em 2001 e em 2002 quando este sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou num plano de racionamento de energia eléctrica. A crise foi resultado da falta de planeamento do sector eléctrico e do reduzido investimento no mesmo. O facto de na altura 90% da produção de energia eléctrica no Brasil ser proveniente das centrais hidroeléctricas juntamente com a escassez de precipitação levou ao risco eminente do corte da energia eléctrica. Além disso, a ausência de linhas de transmissão que interligassem o país não permitiu que a energia em excesso em alguns locais fosse transferida para aqueles onde existia escassez. A solução encontrada foi incentivar a redução do consumo de energia através do aumento de tarifas para os consumidores que não reduzissem o seu consumo em 20%. Além desta redução, os consumidores corriam o risco de a energia eléctrica lhe fosse negada se não aderissem ao racionamento (três dias na primeira infração, e seis dias em caso de reincidência). O plano de racionamento de energia, segundo o Tribunal de Contas do Brasil, originou prejuízos de 45,2 mil milhões de reais à economia brasileira.

A tabela 4 descreve, de uma forma sucinta, as principais evoluções do sistema nas últimas décadas.

Tabela 4- Evolução do sistema eléctrico brasileiro. (CCEE,2013)

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.
Planeamento determinativo - Grupo Coordenador do Planeamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).	Planeamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).	Planeamento pela empresa de Pesquisa Energética (EPE).
Contratação: 100% do Mercado.	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% do mercado (até dez./2004).	Contratação: 100% do mercado + reserva.
Sobras/défices do balanço energético divididos entre comparadores.	Sobras/défices do balanço energético liquidados no MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica).	Sobras/défices do balanço energético liquidados na CCEE (Câmara de comercialização de energia elétrica). Mecanismos de compensação de Sobras e Défices (MCSD) para as Distribuidoras.

2.1.2 Geração

Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) o sector de geração de energia eléctrica brasileiro é constituído por um total de 2911 centrais eléctricas com 128 GW de potência instalada, das quais 1072 são hidroeléctricas (CGH, PCH, UHE) (88 GW), 1727 térmicas (gás, petróleo, biomassa, carvão) (37 GW), 2 nucleares (2 GW), 96 eólicas (2 GW) e 14 centrais fotovoltaicas (6 MW) (figura 10) (BIG, 2013).

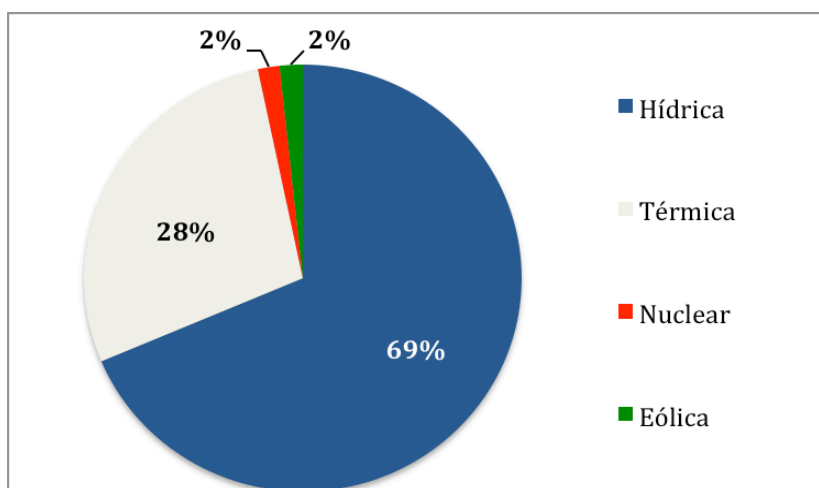


Figura 10 - Matriz elétrica brasileira (potência instalada). (Adaptado de: (BIG, 2013))

As centrais hidroeléctricas (CGH, PCH, UHE) representam, aproximadamente, 80% da energia eléctrica gerada, o que torna o Brasil um dos países com maior *share* de fontes renováveis na matriz eléctrica, mas por outro lado, este facto fragiliza a sua segurança energética. Na figura 11 está representado o abastecimento do consumo de energia eléctrica no Brasil por tecnologia.

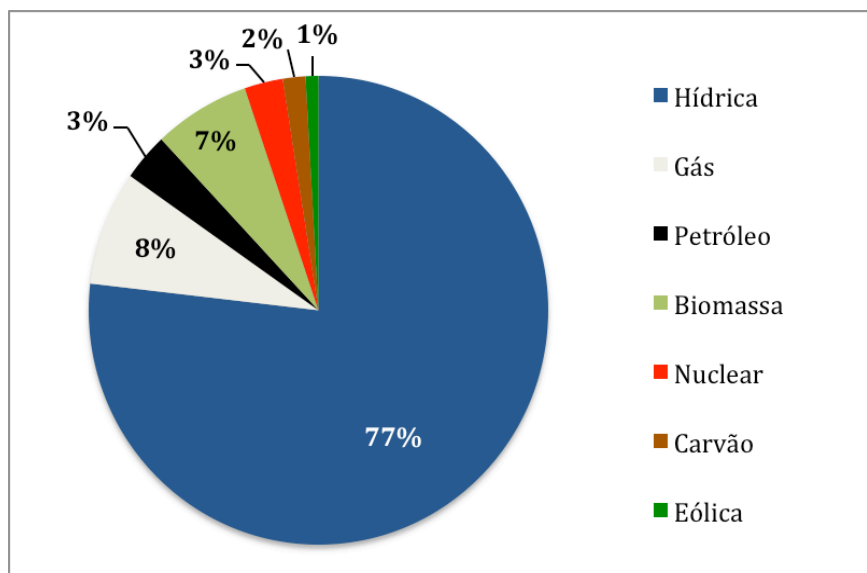


Figura 11 - Abastecimento do consumo elétrico brasileiro em 2012. (Importação incluída na parcela da hídrica) (Adaptado de: (EPE₁, 2013))

A energia eléctrica importada tem origem na central hidroeléctrica de Itaipu, a maior central hidroeléctrica do mundo, que se situa na fronteira entre o Brasil e o Paraguai. A energia eléctrica é importada quando existe um excedente de oferta no sistema eléctrico do Paraguai.

Ainda existem 24,4 GW em construção e mais 16,6 GW projetados, sendo assim, serão instalados mais 41 GW nos próximos anos. Destes novos projetos, 24 GW são de centrais hidrelétricas e os restantes 17 GW de outros tipos de centrais (térmicas, eólicas, nuclear) (BIG,2013). A construção destes novos projetos demonstra a preocupação dos agentes governativos na diversificação de fontes de energia na matriz eléctrica, apesar da contribuição das centrais hidroeléctricas continuar a ser a mais expressiva.

2.1.3 Transmissão

O sistema de transmissão brasileiro no final de 2010 atingiu os cem mil quilómetros de extensão (Brasil, 2013) operados por 64 concessionárias, o que o torna um dos maiores do mundo. As empresas, que obtiveram as concessões através de leilões públicos promovidos pela ANEEL são responsáveis pela operação e implementação da rede que liga as centrais eléctricas (maioritariamente hidroeléctricas) às instalações das distribuidoras, localizadas próximo dos centros urbanos. A grande extensão da rede é explicada pela matriz eléctrica brasileira ter como principal gerador as centrais hidroeléctricas instaladas longe dos grandes centros urbanos. (ANEEL, 2013)

O sistema encontra-se dividido em duas partes distintas, o SIN (Sistema Interligado Nacional) gerido pelo Operador Nacional de Energia Eléctrica (ONS), que fornece a maior parte da população nacional e os sistemas isolados, principalmente localizados no Norte e Noroeste do país, ou seja, nas zonas mais isoladas do território.

O facto da geração das centrais hidroeléctricas corresponder à maior fatia da produção nacional, leva a grandes discussões devido às dimensões colossais da rede transmissão, que implicam: perdas significativas na transmissão de energia eléctrica (20 %); falhas no sistema, que levam aos conhecidos "apagões", como por exemplo o de 10 de Novembro de 2009 que atingiu 70 milhões de habitantes em 18 estados brasileiros; e o impacto no aumento da tarifa. Além de todas estas questões, ainda são discutidos os impactos ambientais, sociais e económicos destas centrais em locais como a Amazónia (Silva, *et al.*, 2012). Nestes impactos estão incluídos a desapropriação de terras produtivas pela inundação, a relocação de moradores, perdas de vegetação e da fauna terrestres, perdas de heranças históricas e culturais e alteração em atividades económicas.

Na figura 12 é esquematizado o sistema de transmissão atual brasileiro e os projectos para 2013 de expansão da rede.

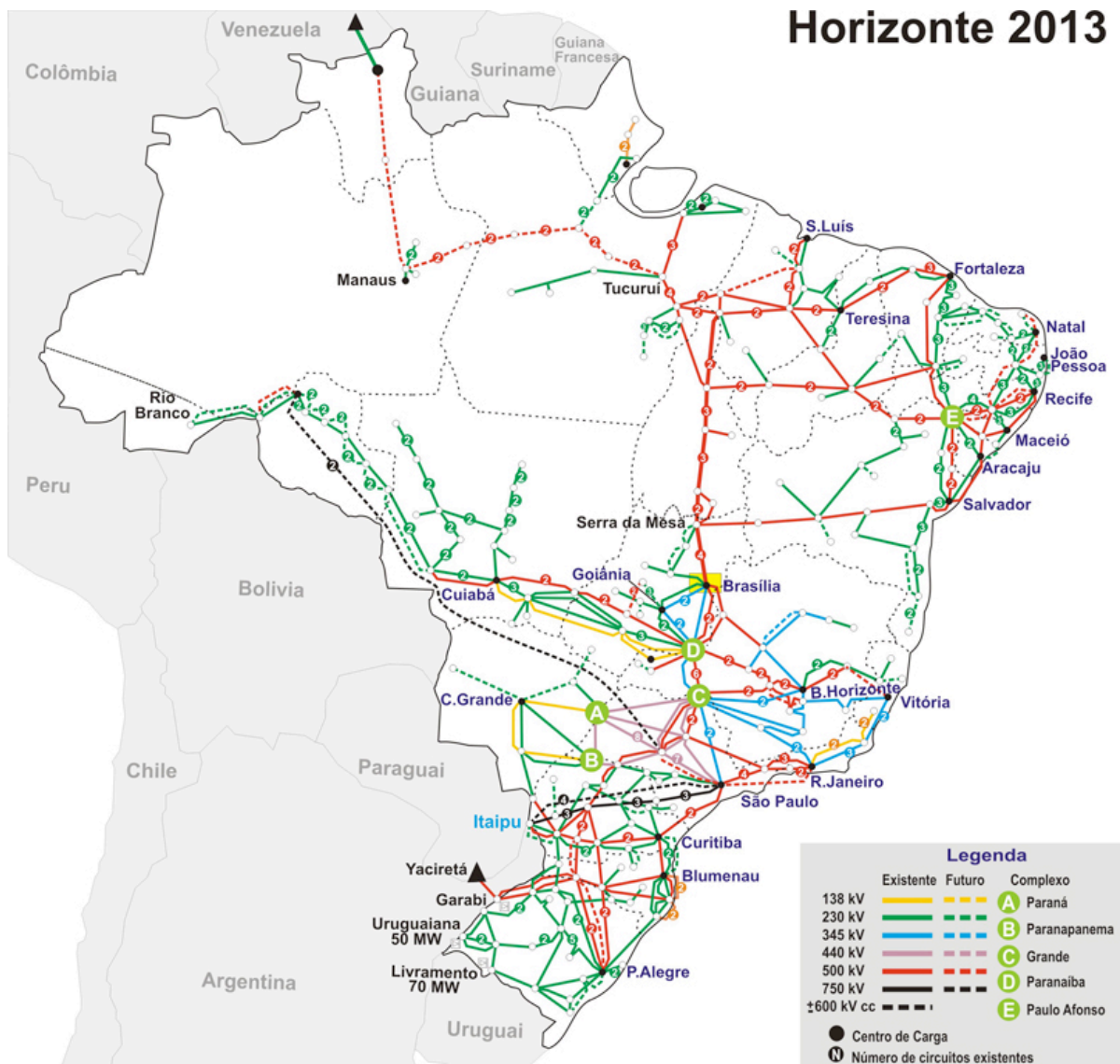


Figura 12 - Sistema de Transmissão brasileiro (Fonte: ONS, 2013).

2.1.4 Distribuição

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 64 concessionárias que atendem cerca de 70 milhões de unidades consumidoras. Estas têm carácter público ou privado. Nas concessionárias públicas os acionistas principais são os governos federal, estaduais e municipais. No sector privado verifica-se a presença de empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas na sua gestão. (ANEEL, 2013)

O dever de um concessionária é ser a intermediária entre o sector elétrico e os consumidores finais e de fornecer um serviço de qualidade. A ANEEL, que regula o mercado, promove a melhoria dos serviços prestados pelas distribuidoras concedendo às melhores, de acordo com a avaliação dos consumidores, o Prémio "Índice ANEEL de Satisfação do Consumido (IASC)" e ainda o selo IASC, que pode ser utilizado nas contas de eletricidade como um selo de qualidade. (Brasil, 2013)

Nas redes de transmissão, após deixar a central, a energia elétrica é conduzida até às subestações das distribuidoras a uma tensão de 88 a 750 kV, onde posteriormente é baixada para tensões entre os 127 e os 220 V, através de transformadores, de modo a ser utilizada pelo consumidor comum. Se o consumidor final for uma indústria, por vezes, esta tensão é baixada para tensões mais elevadas, 2,3 a 88 kV. (ANEEL, 2013)

2.1.5 Política tarifária

Entre as décadas de 1970 e 1990 a tarifa era única em todo o território brasileiro, ou seja, os consumidores de cada estado pagavam o mesmo valor pela energia. Este modelo garantia a remuneração das concessionárias, independentemente da sua eficiência, e as empresas não lucrativas eram mantidas pelo governo e pelas empresas que davam lucro, pois na maioria eram empresas estatais. Este modelo não incentivava as empresas a procurarem a eficiência no seu negócio, pois todo o custo era suportado pelo consumidor final. (ANEEL, 2013)

De modo a obrigar as empresas a procurarem a eficiência, foi aprovada, em 1995, a lei nº8.987 que determina uma tarifa específica para cada concessão ("território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica"). Se num estado existir mais que uma concessão, pode existir mais do que uma tarifa enquanto num estado abrangido por uma só concessão, só existirá uma tarifa. Argumenta-se que assim, as tarifas, que variam de estado para estado, ou melhor, de concessão para concessão, são mais justas pois refletem particularidades de cada região, como o número de consumidores, os quilómetros da rede, o custo da energia para a distribuidora, os tributos estaduais, entre outros (ANEEL, 2013). Na tabela 5 estão descritas as diferentes tarifas para as diferentes regiões do Brasil. É de notar algumas diferenças tarifárias significativas entre as regiões do norte e do sul.

Tabela 5 - Tarifa de energia elétrica por classe e por região no Brasil (R\$/MWh). (Fonte: ANEEL, 2013)

Classe de Consumo	Região					Brasil
	Centro Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	
Comercial, Serviços e Outras	270,1	273,5	295,3	243,3	239,2	252,6
Consumo Próprio	297,0	278,1	273,7	266,4	243,1	268,1
Iluminação Pública	155,5	162,3	167,9	149,2	137,2	152,1
Industrial	183,8	204,9	218,4	214,7	203,0	207,9
Poder Público	265,3	284,9	314,7	260,0	251,4	271,2
Residencial	295,7	273,0	289,6	273,9	258,1	273,7
Rural	203,6	194,3	218,0	183,6	173,9	185,7
Rural Aquicultor	246,8	157,9	217,3	204,3	153,0	158,4
Rural Irrigante	199,0	119,5	225,4	143,0	131,6	130,3

Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	180,4	182,0	197,5	176,9	180,1	180,3
Serviço Público (tração elétrica)		213,6		202,0	201,5	203,1
Média	251,6	244,6	267,9	244,5	222,0	241,6

As empresas concessionárias estão sujeitas à regulação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que as obriga a prestarem um serviço de qualidade. Cabe à agência, por exemplo, estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, mas também salvaguardar às empresas concessionárias o equilíbrio económico-financeiro para que estas consigam garantir as exigências propostas. Ou seja, além de defender os consumidores a agência deve garantir às empresas a rentabilidade dos seus investimentos. (ANEEL, 2013)

2.1.5.1 Composição da tarifa

A tarifa está dividida em três custos distintos: energia gerada; transporte de energia até às unidades consumidoras (transmissão e distribuição); encargos sectoriais (tabela 6). Além da tarifa, ainda são cobrados tributos ("Impostos") na fatura de eletricidade pelos Governos Federal, estadual e municipal, sendo eles, o PIS (Programa de Integração Social) / COFINS (Contribuição para o Financiamento da Segurança Social), o ICMS (Imposto sobre Circulação de mercadorias e Prestação de Serviços) e a contribuição para a iluminação pública, respetivamente. A tarifa é definida pela seguinte fórmula:

$$\text{Valor a ser cobrado ao consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (1)$$

Desde de 2004 o valor da energia das geradoras, adquiridas pelas distribuidoras passou a ser determinado a partir de leilões públicos. Esta nova metodologia incentiva a eficiência e a competição entre os vendedores, contribuindo para a redução dos preços da energia.

Os encargos sectoriais e os tributos não são criados pela ANEEL mas sim instituídos por leis. Alguns incidem sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Tabela 6 - Encargos sectoriais brasileiros. (ANEEL, 2013)

Encargo	Para que serve	Como é calculado
<p>Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)</p> <p>Lei nº 10.438/2002</p> <p>Alterada pela Lei nº 12.783/2013</p>	<p>Entre outras finalidades, serve para subsidiar os descontos nas tarifas e para subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de baixa renda, a universalização do fornecimento de energia por meio do Programa Luz para Todos, a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.</p>	<p>A partir da Lei 12.783/2013, as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O Tesouro Nacional passa a subsidiar recursos na conta da CDE), visando a modicidade das tarifas. O custo da CDE é dividido por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.</p>

<p>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)</p> <p>Lei nº. 9.427/1996. Alterada pela Lei nº 12.783/2013 Decreto nº. 2.410/1997</p>	<p>Financiar o funcionamento da ANEEL.</p>	<p>A TFSEE é paga por todos os consumidores de energia elétrica. Equivale a 0,4% do benefício económico anual dos agentes – antes da edição da Lei nº 12.783/2013, era de 0,5%.</p>
<p>PROINFA</p> <p>Lei nº 10.438/2002 Decreto nº 5.025/2004</p>	<p>Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidroelétricas.</p>	<p>Divisão dos custos e da energia elétrica gerada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS).</p>
<p>Reserva Global de Reversão (RGR)</p> <p>Decreto nº 41.019/1957</p>	<p>Gerar recursos para restituição das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica.</p>	<p>A partir da Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de distribuição ficam sem a obrigação de recolher recursos da RGR.</p>
<p>Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)</p> <p>Constituição Federal de 1988</p>	<p>Compensar financeiramente à União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.</p>	<p>A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por central (em Megawatt /hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das centrais e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), 3% ao Ministério de Minas e Energia (MME) e 4% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT). A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante à da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado</p>

		pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado pelo número quatro.
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país.	O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e é pago por todos os consumidores aos agentes de geração.
Decreto nº 2655/1998		
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).	O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.
Lei nº 9.648/1998		
Decreto nº 2.335		
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)	Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.	Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D.
Lei nº 9.991/2000		
Lei nº 11.465/2007		
Lei nº 12.212/2010		
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.	Divisão entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. É definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL.
Lei nº 10.848/2004		
Resolução Normativa nº 337/2008		

No dia 24 Janeiro de 2013 a ANEEL publicou as novas tarifas que foram reformuladas a partir da Lei nº 12.783/2013, que promoveu a renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam em 2017. As principais alterações segundo a ANEEL foram:

- a atribuição de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessão renovadas, a um preço médio de R\$ 32,81 por megawatt-hora (MWh), inferiores aos custos médios praticados;
- a redução da receita das transmissoras com concessões renovadas;
- a redução dos encargos sectoriais, como a extinção da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC);
- redução da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- a retirada de subsídios da estrutura da tarifa;
- o Subsídio de \$R 8,4 mil milhões do Tesouro Nacional para reduzir a tarifa média de distribuição de energia. Este será compensado pelos benefícios económicos que resultam da redução da tarifa, como o estímulo da indústria, a arrecadação federal e ao mesmo tempo a contribuição na diminuição da inflação. (Brasil, 2013)

Portanto, com a atualização das tarifas foram reduzidas, em média, 20,2 %. Na figura 13 é demonstrada a redução tarifária a partir da comparação entre o consumo antes e depois da revisão extraordinária, ou seja, um consumo equivalente a R\$ 100 no passado corresponde, hoje em dia, a 79,8 R\$. É importante referir que estes valores representam uma média dos valores praticados no Brasil, pois as tarifas são diferentes entre consumidores. (ANEEL, 2013)

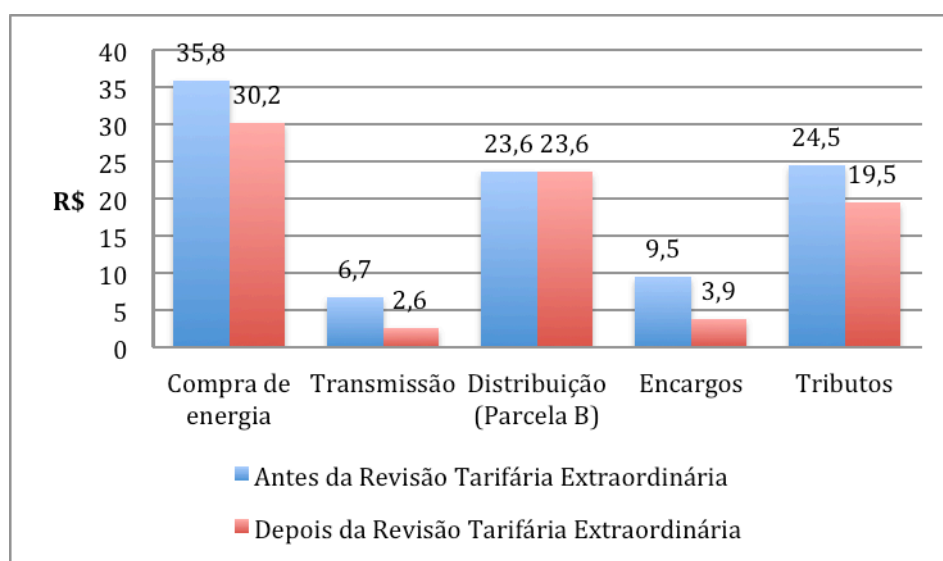


Figura 13 - Composição da tarifa brasileira em reais (Para uma conta de R\$ 100,00). (Adaptado de: ANEEL, 2013)

Nas figuras 14 e 15 é possível verificar com maior clareza quais as maiores diferenças nas tarifas antes e depois da revisão extraordinária. Verifica-se que as maiores alterações estão na diminuição do peso dos encargos e da transmissão e o aumento do peso da distribuição na tarifa. É, também, de salientar que apesar da redução dos custos com os tributos ("Impostos") o seu peso em relação à tarifa final mantém-se inalterável.

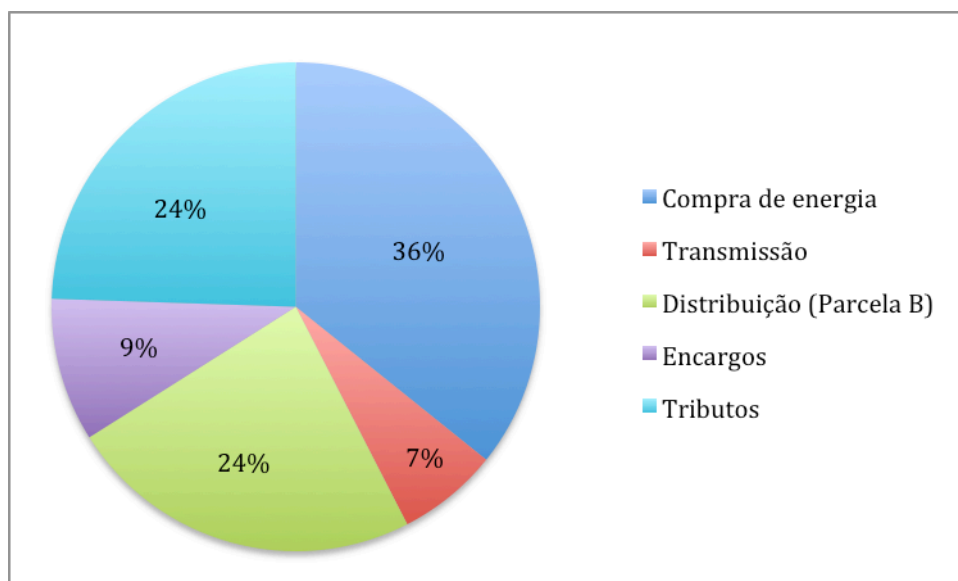


Figura 14 - Composição da tarifa brasileira antes da revisão extraordinária (Adaptado de: ANEEL, 2013)

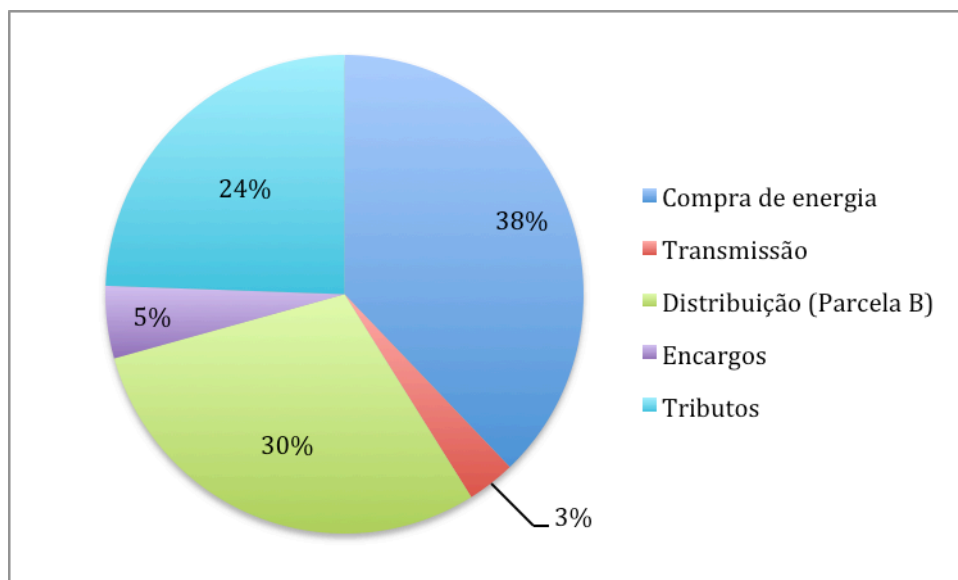


Figura 15 - Composição da tarifa brasileira depois da revisão extraordinária (Adaptado de: ANEEL, 2013)

A partir de 2014 o Sistema de Bandeiras Tarifárias também irá fazer parte da fatura de eletricidade dos consumidores. Este sistema tem o objectivo de esclarecer os consumidores sobre o porquê da tarifa ser mais cara num determinado mês do que noutra. Assim sendo, irão existir três bandeiras distintas:

- **Verde:** condições favoráveis de geração de energia. As hidroelétricas estão a funcionar normalmente. A tarifa não sofre nenhuma alteração.
- **Amarela:** condições de geração menos favoráveis. Centrais termoelétricas ativadas. A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos.
- **Vermelha:** condições de geração desfavoráveis. Centrais térmicas ativadas e elevado consumo. A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 3,00 por cada 100 kWh consumidos.

Os acréscimos verificados nas bandeiras amarela e vermelha são devidos ao custo de geração nas centrais termoelétricas ser mais dispendioso do que nas centrais hidroelétricas. Este novo sistema não vem encarecer a tarifa pois é somente uma maneira de apresentar um custo que já estava presente na

conta, mas que geralmente não era de fácil compreensão, pois era incorporado no custo final quando existiam revisões das tarifas.

2.1.5.2 Revisão tarifária

As revisões e reajustes da tarifa têm como objectivo permitir que as concessionárias tenham capacidade financeira, ao longo dos anos do contrato, para garantir um serviço de qualidade aos consumidores. Existem três revisões tarifárias distintas (ANEEL,2013):

- **Reajuste Tarifário Anual (IRT):** É realizado anualmente e tem o objectivo de restabelecer o poder de compra à empresa concessionária. O reajuste é definido a partir da seguinte fórmula:

$$\text{Parcela A} + \text{Parcela B} \times (\text{IGP-M} - \text{Fator X}), \quad (2)$$

onde a Parcela A corresponde aos custos que não dependem diretamente da concessionária, como os relacionados com a compra de energia elétrica, o valor da sua transmissão e os encargos sectoriais. A Parcela B corresponde aos custos de distribuição, que são da responsabilidade das distribuidoras e abrangem os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados com os investimentos por elas realizados, além da quota de depreciação dos seus ativos e a remuneração regulatória, valores fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. A Parcela B é corrigida pelo Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), fixado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), reduzido pelo Factor X que tem a finalidade de estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição par que a tarifa seja mais justa para o consumidor.

- **Revisão Tarifária Periódica (RTP):** É realizada, em média, a cada quatro anos dependendo do contrato de concessão e tem o objectivo de analisar o equilíbrio económico-financeiro da concessão. Na revisão periódica são reajustados o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos (Parcela B). Depois da definição Parcela B, esta é reajustada como no Reajuste Tarifário Anual, ou seja, pelo IGP-M reduzido pelo Factor X. Todas as concessões são incentivadas a tornarem-se cada vez mais eficientes, para isso, na revisão tarifária seguinte, os ganhos na eficiência são premiados com uma tarifa mais vantajosa para a concessionária. Na RTP as concessionárias procuram a estabilização económico-financeiro que por vezes não conseguiram obter com os Reajustes Tarifários Anuais.
- **Revisão Tarifária Extraordinária (RTE):** É realizada só em casos muito especiais a pedido das concessionárias de distribuição quando o seu equilíbrio económico-financeiro está em risco devido a alterações, por exemplo, nas tarifas de compra de energia, nos encargos sectoriais ou no encargos das redes elétricas. Um exemplo de uma RTE foi a que se sucedeu à Lei nº 12.783/2013 referida, anteriormente, neste trabalho.

2.1.5.3 Contratação de Energia

O novo modelo instaurado em 2004 pelas Leis nº10.847/2004 e 10.848/2004, e pelo Decreto nº 5.163/2004 dividiu a comercialização de energia elétrica em dois ambientes de contratação, Regulada e Livre. Além disso, estabeleceu a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) como a responsável pelo equilíbrio operacional do mercado de comercialização de energia. (CCEE, 2013)

Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No ACR, a contratação de energia é celebrada através de contratos bilaterais entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam em leilões de compra e venda de energia elétrica, realizados pela CCEE por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Conforme o Decreto nº 5.163/2004, as concessionárias (distribuidoras) devem garantir a totalidade do seu mercado através dos leilões anteriormente referidos (CCEE, 2013). Os vencedores de um leilão serão aqueles que venderem energia por um menor preço. Esta metodologia incentiva os vendedores a procurarem a eficiência máxima, ou seja, a produzirem a mesma energia com menores custos.

Existem sete tipos distintos de contratos (CCEE,2013):

- Contratos de Geração distribuída - Contratos de compra e venda de energia precedidos de chamada pública pelo agente distribuidor. Montante limitado a 10 % do mercado do distribuidor;
- Contratos de Ajuste - Os contratos de leilão por ajuste têm por objectivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento da totalidade do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até ao limite de 1% dessa carga, com prazo de suprimento até dois anos.
- Contratos do Proinfa - Toda a energia produzida pelos participantes do programa Proinfa (Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia) (pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), centrais eólicas e de biomassa) tem garantia de contratação pela Eletrobras por 20 anos.
- Contratos de Itaipu - A energia gerada pela central hidroelétrica de Itaipu Binacional.
- Contratos de Energia de Reserva (CER) - Mecanismo de contratação de energia criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de centrais especialmente contratada para esse efeito. A contratação é realizada através de leilões de Energia de Reserva.
- Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer) - São celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL em decorrência dos CER.
- Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) - Contrato mais utilizado no ACR. A contratação é realizada através de leilões de energia elétrica proveniente de centrais existentes e de novos empreendimentos.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL há liberdade de negociação entre geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais, estabelecendo volumes, preços e prazos de contrato.

Existem cinco tipos distintos de contratos no ACL (CCEE,2013):

- Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI) - Contratos vocacionados para a compra de energia elétrica entre agentes de geração a partir de fontes incentivadas e comercializadores ou consumidores especiais. Fontes incentivadas são centrais de geração de energia renovável com potência instalada não superior a 30 MW (centrais eólicas, termoelétricas a biomassa, solares, PCHs);

- Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) - Têm como fim a compra e venda de energia entre agentes de geração e comercializadores ou consumidores livres;
- Contratos bilaterais - Formalizam a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE. São negociados livremente entre os agentes sem interferência da CCEE. A terminologia de contratos bilaterais está a ser substituída por CCEAL.
- Contratos de Energia de Reserva (CER) - Mecanismo de contratação de energia criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de centrais especialmente contratada para esse efeito. A contratação é realizada através de leilões de Energia de Reserva.
- Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer) - São celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL em decorrência dos CER.

2.2 Recurso solar

O Brasil é um dos países com maior recurso solar devido à sua grande dimensão e à sua localização privilegiada em relação à irradiação solar que atinge o seu território. Conforme a figura 16, onde é possível observar a irradiação média anual em plano horizontal, o Brasil tem um índice elevado em comparação com outros países, como por exemplo, a maioria dos países europeus. De notar, que o local com menor insolação no Brasil (4,2 - 5,2 kWh/m²/dia) é melhor que o local com maior insolação na Alemanha (3,8 kWh/m²/dia), país com maior capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos (ABINNE, 2012). Outro aspecto importante ao analisar a figura 16 é verificar que as zonas com maior potencial encontram-se em locais desérticos como o Sahara, península Arábica ou deserto Australiano, ou seja, locais com pouca densidade demográfica. Ao contrário das situações referidas anteriormente, no Brasil, zonas com maior densidade demográfica têm um grande recurso solar.

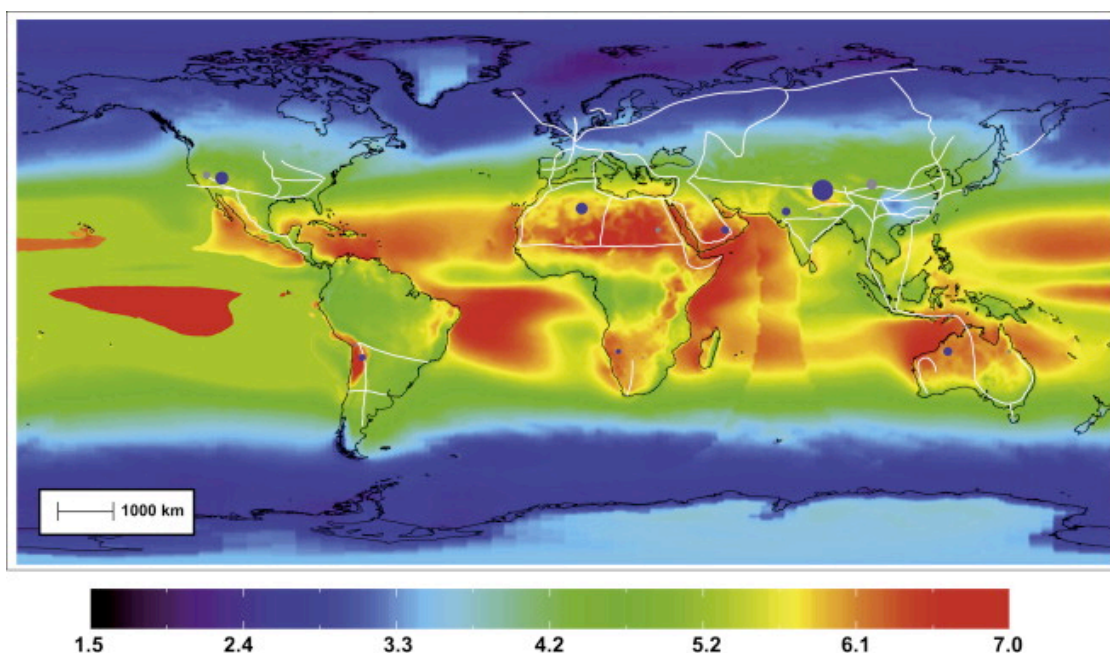


Figura 16- Irradiação média anual diária num plano horizontal (kWh/m²/dia). (Fonte:(García-Olivares, *et al.*, 2012))

A grande dimensão do país faz com que o recurso seja diferente de estado para estado. Analisando o mapa desenvolvido pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) (figura 17), que caracteriza o recurso solar, verifica-se que os estados entre o nordeste e sudeste têm elevados níveis (Martins, *et al.*, 2008) e simultaneamente, analisando o mapa demográfico brasileiro (Figura 18), os maiores índices de densidade demográfica.

O perfil do território demonstra que o potencial fotovoltaico, tanto de produção distribuída como centralizada, é muito elevado.

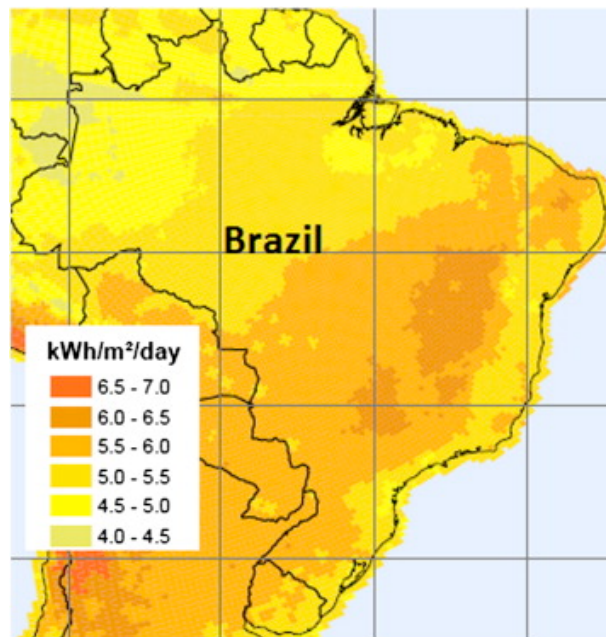


Figura 17 - Irradiação média anual diária no Brasil num plano inclinado com ângulo igual à latitude (kWh/m²/dia). (Fonte: (Jannuzzi and de Melo, 2013))



Figura 18 - Densidade demográfica brasileira. (Fonte: Brasil, 2013)

2.3 Panorama brasileiro da energia fotovoltaica

Apesar do imenso potencial solar que o Brasil possui a energia gerada por sistemas fotovoltaicos ainda não atingiu uma presença significativa no panorama energético brasileiro. Ao longo dos últimos 20 anos tem-se notado uma evolução no interesse nesta tecnologia, com a aplicação de programas e mecanismos que incentivam a sua aplicação. Nas secções seguintes será demonstrada a evolução dos programas, dos mecanismos e a situação atual desta tecnologia no Brasil.

2.3.1 Programas de incentivo

2.3.1.1 Lei da Informática

A primeira tentativa de impulsionar o mercado fotovoltaico no país foi a Lei da Informática, criada em 1991 a lei estabelecia barreiras alfandegárias para a importação de equipamentos informáticos com o objectivo de impulsionar a indústria nacional. As células fotovoltaicas por serem constituídas por silício, componente também utilizada em equipamentos informáticos, estavam salvaguardadas por esta lei. Esta medida não trouxe resultados expressivos à indústria nacional e as barreiras alfandegárias foram levantadas em 1992. No sector fotovoltaico a lei teve pouco impacto.

2.3.1.2 PRODEEM e Luz Para Todos

O PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e financiado pelo governo federal, foi criado em 1994 com o objectivo de promover a aquisição por parte de comunidades isoladas de sistemas fotovoltaicos. O programa assistiu cerca de 7000 comunidades a partir de 5 MWp de sistemas fotovoltaicos instalados (ABINEE, 2012).

Em 2004 foi criado o Programa Luz Para Todos que inclui nos seus trabalhos as operações do PRODEEM. O novo programa, que ainda hoje se encontra em execução, tem o objectivo de atender as localidades remotas, principalmente, através da extensão das redes eléctricas das concessionárias de distribuição de energia. Mas existem comunidades isoladas onde o acesso é extremamente difícil, portanto o programa decidiu ultrapassar essas barreiras com a instalação de sistemas fotovoltaicos. Deste modo, até 2009 foram instalados 2046 sistemas fotovoltaicos (ABINEE, 2012). É de realçar que o Programa Luz Para Todos na sua totalidade já permitiu, até dezembro de 2012, a 14,7 milhões de pessoas o acesso à eletricidade e por esta razão é hoje em dia uma referência mundial (MME,2013).

2.3.1.3 Investigação e desenvolvimento

Em agosto de 2011, A ANEEL apresentou o programa "Arranjos técnicos e comerciais para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira" que vem impulsionar a P&D nesta área no Brasil. Este programa é financiado pelas empresas concessionárias de distribuição, transmissão e geração de energia que são obrigadas, pela lei n° 9.991/2000, a aplicar anualmente uma percentagem da sua receita em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Os projetos são desenvolvidos pelas próprias empresas em cooperação com duas ou mais empresas, que podem ser instituições públicas ou privadas de ensino e/ou pesquisa e empresas de consultoria ou de base tecnológica (ANEEL,2013). Os principais objetivos dos projetos P&D são:

- Facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- Viabilizar economicamente a produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia eléctrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- Incentivar o desenvolvimento no país de toda a cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com a nacionalização da tecnologia empregada;
- Fomentar o treinamento e a capacitação de técnicos especializados neste tema em universidades, escolas técnicas e empresas;

- Propiciar a capacitação laboratorial em universidades, escolas técnicas e empresas nacionais;
- Estimular a redução de custos de geração solar fotovoltaica com vista a promover a sua competição com as demais fontes de energia;
- Propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia.

Estes objetivos a cima referidos, devem ser atingidos a partir de alguns requisitos impostos pelo programa. Tais como:

- instalação de uma usina solar fotovoltaica, conectada direta ou indiretamente por meio de unidades consumidoras à rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, com capacidade instalada entre 0,5 MWp e 3,0 MWp;
- instalação de estação solarimétrica com sistema de aquisição, monitoração e análise de dados capaz de fornecer dados indispensáveis à avaliação do desempenho técnico-econômico do projeto, tais como, no mínimo, dados de irradiância global e difusa (estimar direta), temperatura e pressão.;
- Análise das tecnologias atuais de geração solar fotovoltaica, incluindo o estado da arte desse tipo de geração de energia elétrica;
- Análise dos impactos na rede elétrica decorrentes da interligação com geração solar fotovoltaica;
- Análise da legislação pertinente, incluindo geração, conexão e uso da rede e comercialização de energia gerada, bem como as possibilidades e implicações socioeconômicas e ambientais de mudança no marco regulatório;
- Análise dos custos dos componentes de uma planta de geração solar fotovoltaica, considerando todos os encargos de fabricação em território nacional, do Mercosul, e de importação de outros países;
- Análise das alternativas de receita, com venda ou comercialização de energia, ou de redução de despesas, com consumo ou intercâmbio de energia, para compensação dos gastos com o investimento em geração solar fotovoltaica de energia elétrica;

Após o lançamento do programa, dezoito projetos foram selecionados totalizando 24,6 MWp de potência instalada, gerando R\$ 395 milhões em investimentos e envolvendo 96 empresas, 62 instituições e 584 pesquisadores (3º Inova FV, 2013). A criação de programas de P&D por parte do Governo Brasileiro e o interesse das empresas do sector elétrico, demonstra o interesse que estes têm no desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica e com certeza que estes projetos contribuirão para esse fim (ANEEL,2013).

2.3.1.4 Avaliação do potencial solar

Numa outra variante de programas de incentivo à expansão de sistemas fotovoltaicos no Brasil estão alguns projetos de avaliação da disponibilidade de radiação solar, com o objectivo de identificar os locais com maior potencial solar. Existem três projetos (Salamoni, 2009):

- Atlas Solarimétrico do Brasil: iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB);
- Atlas de Irradiação Solar do Brasil: elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR-UFSC), em parceria com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- Atlas Brasileiro de Energia Solar: faz parte do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e

pelo Fundo Global para o Meio Ambiente. O projeto foi iniciado em 2001 e envolveu o INPE e o LABSOLAR-UFSC.

Estes projetos são da maior importância, pois, caracterizam todo o território nacional proporcionando assim informação credível a todos aqueles que têm interesse na implementação de sistemas.

2.3.1.5 PROINFA e leilões específicos

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) foi criado em 2004 com o objectivo de aumentar a participação da energia eólica, da biomassa e das pequenas centrais hídricas (PCH) na matriz elétrica brasileira. O programa atribuía uma tarifa bonificada à energia elétrica produzida pelas fontes anteriormente referidas. Os contratos eram assinados com a Eletrobras (empresa gerenciada pelo Governo brasileiro) e tinham a duração de 20 anos. Contudo, o incentivo era somente direcionado para centrais de grande porte e não para a geração distribuída. A energia solar não foi incluída no programa por, na época, não ser considerada uma fonte viável e estratégica, devido a possuir um custo de produção superior às outras fontes de energia incluídas no programa (ABINEE,2012). Graças ao programa foram instalados 1,4 GW de potência (Envolverde, 2012).

No caso particular da energia eólica, após o PROINFA, que proporcionou a inserção de mercado eólico no Brasil, começaram-se a realizar leilões de energia específicos para a energia eólica, tornando assim o sector bastante competitivo (Envolverde, 2012).

Hoje em dia, a energia eólica já representa mais de 1% da energia elétrica produzida no país, com mais de 2,6 GW de potência instalada (ABEEólica, 2013). Na figura 19 é representada a evolução do preço da energia eólica e é possível constatar a redução do preço, resultado do aumento da potência instalada que levou ao interesse de grandes empresas internacionais a entrarem no mercado brasileiro (Brazilenergy, 2013).



Figura 19 - Histórico do preço da energia eólica no Brasil. (excepto a turbina representativa do PROINFA, cada turbina representa um leilão específico de energia eólica) (Fonte: Brazilenergy, 2013)

Apesar da energia fotovoltaica não estar representada nestes mecanismos de incentivo, é importante dar a conhecer o caso da energia eólica no panorama brasileiro para se compreender como evoluiu e como se tornou competitiva.

2.3.2 Mecanismos de incentivos

O ano de 2012 representou o início da produção distribuída incentivada no Brasil através da resolução normativa nº 482 de 17 de abril da ANEEL, posteriormente revista pela resolução normativa nº 517 durante o mesmo ano. Esta nova legislação definiu as premissas para a micro e mini produção distribuída. Apesar de ser vocaciona para a sistemas geradores de energia elétrica renovável em geral (hidráulica, solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada), a tecnologia solar fotovoltaica será aquela que sofrerá os maiores impactos devido à sua fácil aplicação em ambiente urbano. A produção será incentivada através do mecanismo de *net metering*, ou seja, o pequeno produtor gera a sua própria energia e a excedente é injetada na rede e transformada em "créditos energéticos" que podem ser utilizados nos períodos de pouca insolação ou nenhuma (noite), com prazo de 36 meses. Assim sendo, a norma começa por especificar as seguintes definições (ANEEL, 2013):

- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 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;
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 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;
- **Sistema de compensação de energia elétrica:** sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

Além destas definições foram introduzidas, nas normas, novas premissas com o intuito de reduzir as barreiras para a geração distribuída de pequeno porte:

- Simplificação do processo de registo de autoprodutor e as exigências de licenciamento ambiental;
- Dispensa da assinatura de Contratos de uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e de Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD), bastando um relacionamento Operacional para instalações até 100 kW e um Acordo Operativo para as instalações entre 100 kW e 1000 kW;
- Obrigatoriedade da distribuidora na compra e na instalação do sistema de medição;
- A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída é limitada à carga instalada para as unidades consumidoras do grupo B (baixa tensão, tensão inferior a 2,3 kV) ou à demanda (energia) contratada para as unidades consumidoras do grupo A (alta tensão, tensão igual ou superior a 2,3 kV).

No mesmo ano, foi realizada a atualização resolução normativa nº 77/2004 (posteriormente retificado pelo Decreto Lei nº271/2007) que regula os descontos nas tarifas de utilização dos sistema de transmissão e distribuição (TUST e TUSD). A atualização veio modificar os seguintes itens:

- Desconto de 80 % para as centrais, com potência instalada menor do que 30 MW, que entrarem em operação comercial até 31 de Dezembro de 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação da central, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada;
- O desconto será reduzido para 50 % após o décimo ano de operação da central;

- Os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de Dezembro de 2017 terão desconto de 50 % nas tarifas a cima referidas.

Ainda em 2012, foi lançada a resolução normativa n° 493 que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).

Além destes três principais mecanismos de incentivos, ainda existem alguns incentivos a nível estadual, como por exemplo:

- O estado de São Paulo criou um programa, em 2013, de incentivo a investimentos em parques solares no estado, com isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de mercadorias e Serviços) nos investimentos na sua construção;
- No âmbito do programa "Minha Casa Minha Vida" a empresa Brasil Solair e o Fundo Socialambiental Caixa pretendem instalar 2,1 MW divididos em 9146 painéis fotovoltaicos em residências familiares no estado da Baía. O programa vai possibilitar estas famílias a produzirem a sua própria energia elétrica, mas também vai permitir aos agentes envolvidos estudarem como os sistemas se comportam quando conectados à rede elétrica nacional;
- No estado do Paraíba, o Governo do estado e a empresa Brasil Solair assinaram um protocolo com o objectivo de instalar no estado uma fábrica de painéis fotovoltaicos;
- No âmbito do Campeonato do Mundo de Futebol em 2014 e dos Jogos Olímpicos 2016 estão em andamento projetos de sistemas fotovoltaico incorporados em edifícios, como por exemplo em alguns estádios de Futebol.

Em 2013, através da portaria n° 226 do Ministério de Minas e Energia, foi permitido pela primeira vez à energia solar participar num leilão de energia, marcado para 25 de Outubro de 2013. O leilão é do tipo "A-3", ou seja, os empreendimentos vencedores só começarão a entregar energia elétrica à rede em janeiro de 2016, pois este tipo de leilão prevê um prazo de três anos entre o leilão e o início da atividade. Porém, é de salientar que o leilão está aberto a outras fontes de energia, como à energia eólica e as termoelétricas a gás natural, e que empreendimentos de energia solar com menos de 5 MW de potência não estão habilitados a participar no leilão.

2.3.3 Financiamento

O BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Económico e Social, é um das principais ferramentas de investimento para inúmeros projetos que têm como objetivos comuns a inovação, o desenvolvimento local e regional e o desenvolvimento socioambiental.

Em relação ao mercado fotovoltaico existem alguns programas de apoio, como por exemplo:

Plano Inova Energia

O Plano Inova Energia é organizado em conjunto com a ANEEL e com a Finep (Financiadora de Estudos e Projetos), que disponibilizam entre elas recursos no valor de três mil milhões de reais dirigidos a empresas brasileiras e a instituições científicas tecnológicas. Em relação às energias renováveis o plano tem a finalidade de "*apoiar as empresas brasileiras no desenvolvimento e domínio tecnológico das cadeias produtivas das seguintes energias renováveis alternativas: solar fotovoltaica, termossolar e eólica para geração de energia elétrica*".(BNDES, 2013).

No que diz respeito à energia solar fotovoltaica estão inseridos os seguintes planos de investimento:

- Desenvolvimento de tecnologias para produção de silício purificado em grau solar, *wafers* de silício e células fotovoltaicas de silício;
- Desenvolvimento de tecnologias para a produção de células fotovoltaicas de filmes finos, OLED (*organic light-emitting diode*) ou de outros materiais;

- Desenvolvimento de tecnologias e soluções para a produção de inversores e equipamentos aplicados a sistemas fotovoltaicos;

Fundo Clima

O Fundo Clima foi criado com o objectivo de garantir recursos para o apoio a projetos ou estudos e para o financiamento de empreendimentos que tenham como objectivo a mitigação das mudanças climáticas. No que diz respeito à energia solar fotovoltaica o fundo destina-se ao apoio a investimentos em geração e distribuição local, investimentos em atividades voltadas para o desenvolvimento tecnológico e para o desenvolvimento da cadeia produtiva do sector no Brasil. O programa tem um orçamento de R\$ 560 milhões (BNDES, 2013).

Fundo Tecnológico

O Fundo Tecnológico destina-se a apoiar financeiramente projetos que têm como objectivo estimular o desenvolvimento tecnológico e a inovação de interesse estratégico para o país, em conformidade com os programas e políticas públicas do Governo brasileiro. Em relação à energia fotovoltaica o plano direciona-se para o desenvolvimento de tecnologias inovadoras, inclusive tecnologias para purificação do silício. O Fundo Tecnológico também poderá apoiar projetos inseridos no Plano Inova Energia, anteriormente referenciado.

Apoio a projetos de eficiência energética - PROESCO

O PROESCO destina-se a empreendimentos que contribuam para a economia de energia, o aumento da eficiência global do sistema energético ou que promovam a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia. Este programa é o mais indicado para pequenos consumidores que pretendam instalar sistemas fotovoltaicos em suas casas.

2.3.4 Certificação

A certificação é um processo que fornece a um produto um selo de qualidade. Este processo é da maior importância para restringir a proliferação de produtos de qualidade reduzida. A certificação não é obrigatória, apesar de hoje em dia os consumidores exigirem a sua existência, além de que muitos produtos só poderem ser comercializados se possuírem certificação de uma entidade credível. O processo de certificação tem como base normas internacionais (e.g. ISO - *International Organization for Standardization*) que fornecem os procedimentos necessários para a realização dos ensaios de qualidade dos produtos. Se o produto passar nos ensaios (e.g. durabilidade, resistência, etc.) é emitido o certificado, se pelo contrário o produto falhar, é melhorado e testado novamente até possuir as características necessárias para passar no ensaio com êxito.

No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é órgão responsável pela normalização técnica no país e representante oficial no Brasil de entidades internacionais, como a ISO. A Coordenação Geral de Acreditação (Cgcre) do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) é o órgão responsável pela reconhecimento a nível nacional da competência de um laboratório ou organismo para desenvolver os processos de certificação (ABNT, 2013) (Inmetro, 2013).

2.3.5 Situação atual

Os sistemas fotovoltaicos instalados atualmente no Brasil são na sua maioria sistemas isolados. Existem atualmente cerca de 20 MW de sistemas fotovoltaicos isolados (Cronemberger, Caamaño-Martin and Sánchez, 2012) e 7 MWp de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica (BIG, 2013). Segundo o Diretor Sectorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE, Leônidas B. Andrade, em 2013 está prevista a instalação de mais 30 MWp, divididos entre projetos de centrais e geração distribuída (3º Inova FV, 2013).

Verifica-se, pelo crescimento de empreendimentos fotovoltaicos que serão instalados em 2013, que o mercado está a responder aos incentivos criados durante o ano de 2012. Contudo, a potência instalada continua a ser muito baixa para que se forme um mercado fotovoltaico nacional.

A Empresa de Pesquisa Energética, EPE, em Maio de 2012 publicou um estudo sobre a inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Neste documento são apresentados os custos da geração a partir de sistemas fotovoltaicos com ou sem condições especiais de financiamento. Este mecanismo permite ao investidor o desembolso de menor capital próprio e o aumento do retorno do mesmo, tornando assim os investimentos mais atraentes. Na tabela 7, são apresentados os custos de um caso base, sem condições especiais de financiamento, e os custos utilizando as condições oferecidas pelo programa PROESCO, apresentado na secção anterior. Os custos são apresentados para diferentes aplicações que diferem entre si na potência instalada (EPE₂,2012).

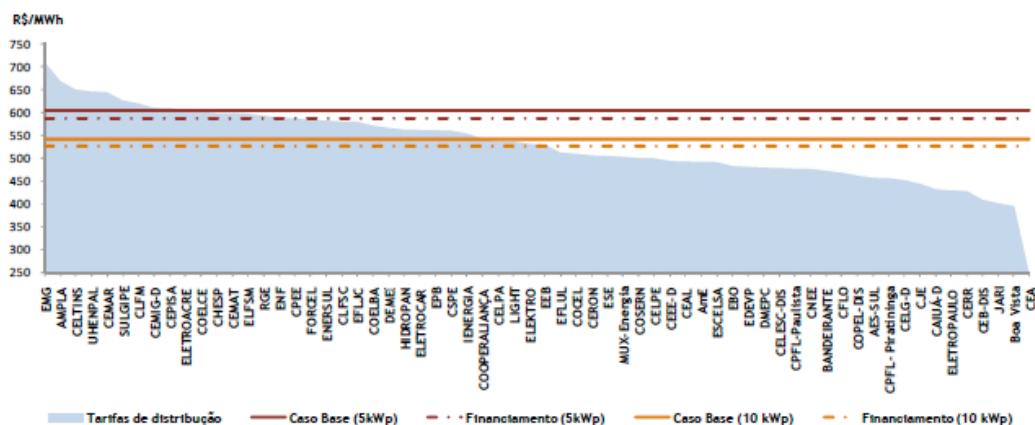
Tabela 7 - Custos de geração de sistemas fotovoltaicos no Brasil com ou sem condições especiais de financiamento. (Fonte: EPE₂,2012)

Aplicação	Potência (kWp)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)	
		Caso Base	PROESCO
Residencial	5	602	586
	10	541	526
Comercial	100	463	450
Industrial	1000	402	390

Estes estudos foram realizados, como referido anteriormente, pela EPE e onde foram considerados os seguintes principais parâmetros:

- Taxa de desconto: 6% ao ano;
- Vida útil das instalações: 20 anos;
- Custo de operação e manutenção (O&M): 1% do custo de investimento;
- Perda de eficiência dos painéis: 0,65%;
- Factor de capacidade: 15,1%.

Com base nestes valores, o estudo compara os custos de geração a partir de sistemas fotovoltaicos (aplicação residencial) com as tarifas finais (com impostos) de energia elétrica (praticados na época) das concessionárias de distribuição, de modo a verificar a viabilidade da geração distribuída (figura 20).



Através da figura a cima, pode se verificar que sem qualquer incentivo a geração distribuída, para aplicações residenciais com potência de 5kWp, era competitiva, ou seja, já tinha alcançado a paridade tarifária, em 10 concessionárias. Em relação a sistemas com 10kWp de potência, a paridade era alcançada em 28 concessionárias.

Com condições especiais de financiamento, a paridade para sistemas com 5kWp era conseguida em 17 distribuidoras enquanto para os sistemas com 10kWp o incentivo viabilizava a aplicação residencial em mais 5 distribuidoras (33 no total).

Contudo, com a revisão tarifária extraordinária aplicada através da Lei nº 12.783/2013, a competitividade dos sistemas fotovoltaicos foi afetada devido ao facto nesta revisão os preços das tarifas ter sido reduzidos, em média, 20,2 %. Na figura 21 é apresentada a viabilidade da geração distribuída a partir de sistemas residenciais após a revisão tarifária, onde é perceptível que a paridade tarifária deixou de existir para sistemas sem qualquer incentivo e que para sistemas com condições especiais de financiamento a paridade é atingida somente numa distribuidora, no caso de sistemas com 5kWp de potência, e em 3 distribuidoras, no caso de sistemas com 10kWp de potência. Porém, é de salientar que os custos dos sistemas fotovoltaico são relativos ao ano anterior e que desde então, os custos dos sistemas têm vindo a diminuir, portanto o custo de geração também é mais reduzido. Também é importante referir que as revisões tarifárias periódicas de algumas distribuidoras ainda acontecem este ano, além das revisões anuais, e que portanto irão trazer, possivelmente, aumentos nas tarifas para os consumidores, tornando assim os sistemas fotovoltaicos mais competitivos.

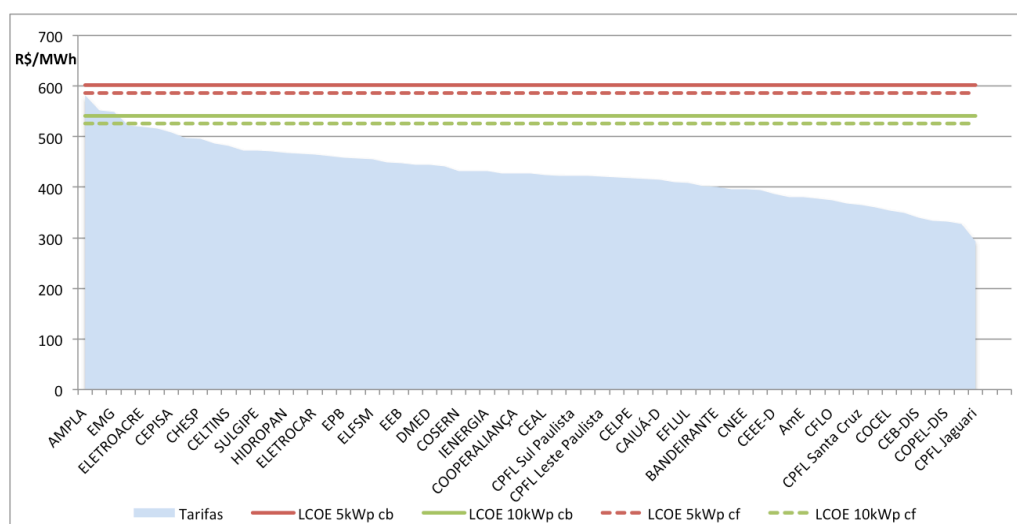


Figura 21 - Viabilidade da produção distribuída no Brasil a partir de sistemas fotovoltaicos residenciais em 2013. (Adaptado de: (FIESP,2013) ; (EPE₂,2012)).(LCOE - *Levelized Cost of Energy*; cb - caso base; cf - com financiamento especial)

2.3.6 Mercado fotovoltaico

Hoje em dia, a maioria das empresas que atuam no mercado brasileiro fotovoltaico trabalham no ramo da instalação de sistemas. Devido ao facto de não existir a procura suficiente, a maioria dos componentes do sistema têm que ser importados, pois não existem empresas que ofereçam esses serviços e as que existem não conseguem competir com outros mercados, como, por exemplo, o asiático. Assim, dos componentes constituintes de um sistema só as baterias e os BoS (*Balance of System* - todos os componentes de um sistema fotovoltaico exceto os módulos) são, normalmente, adquiridos no mercado brasileiro. (ABINEE, 2012)

Existem no Brasil as condições para a criação de um mercado interno de produção de sistemas fotovoltaicos. O Brasil tem uma das maiores reservas de quartzo, constituinte principal na produção de silício. Além destas reservas, também é um dos maiores produtores de silício metalúrgico, onde a empresa RIMA destaca-se como a quarta maior produtora mundial (RIMA,2013)(CGEE,2009). O silício metalúrgico possui um elevado índice de impurezas comparado com o silício de grau solar, logo

necessita de ser purificado até chegar ao grau solar. Atualmente, a purificação do silício até ao grau solar com fins comerciais ainda não é uma realidade no Brasil, mas existem grupos de pesquisa em empresas e universidades que têm desenvolvido o processo de purificação a partir do silício metalúrgico, conhecida pela rota térmica ou metalúrgica, que tem menores consumos de energia que a rota química, que é a responsável pela purificação do silício até ao grau electrónico (ABINEE, 2012). Ou seja, o silício de grau solar pode ser obtido através da rota metalúrgica ou da química e ambos têm as suas vantagens e desvantagens. Enquanto a rota metalúrgica exige menos energia para a purificação e menos investimento no Brasil, a rota química permite a obtenção de silício de grau electrónico para a indústria electrónica, aumentando a procura pelo produto final da indústria de purificação do silício.

Em relação aos restantes componentes, inversores, baterias e BoS o mercado brasileiro será capaz de responder a uma suposta procura, pois existe indústria instalada que produz componentes similares. Neste caso, se existir procura para componentes específicos para sistemas fotovoltaicos as empresas conseguirão adaptar-se e oferecer os produtos necessários (ABINEE, 2012).

Em suma, o Brasil tem as condições para possuir um mercado interno fotovoltaico, se forem criadas as condições para que a tecnologia se torne competitiva de modo a surgirem investidores e compradores.

3. Portugal

Ao contrário do Brasil, Portugal sofreu uma redução do consumo de eletricidade, de 2011 para 2012, devido, principalmente, ao abrandamento da atividade económica associado a uma redução estimada do PIB da ordem dos 3%. Por outro lado, a produção de energia elétrica renovável também diminuiu, consequência direta da menor produção da grande hídrica, aumentando o saldo importador em 181% em relação a 2011 (APREN,2013). Estes resultados demonstram a alta dependência do recurso hídrico do país, tornando assim a diversificação da matriz elétrica uma prioridade.

Tal como no capítulo dedicado ao Brasil, as próximas páginas irão familiarizar o leitor com o panorama atual da energia elétrica em Portugal.

3.1 Sistema elétrico

3.1.1 Evolução

O início da definição do sistema elétrico português, como é conhecido nos dias de hoje, pode ser considerado a partir da publicação da lei n.º 2002 de 1944 quando o Estado assume responsabilidade de definir a política de eletrificação nacional, passando a dirigir, orientar e intervir no sistema. Esta nova política apontava como prioridade a geração de energia através dos recursos hídricos nacionais, o que levou à construção de inúmeras barragens durante as décadas de 40, 50 e 60 do século passado. O sector elétrico era então explorado por sociedades privadas, em regra participadas pelo estado, que faziam a gestão de concessões municipais definidas pelo Estado (EDP,2013)(ERSE,2013).

Em 1975, depois da Revolução de Abril, o sector elétrico foi nacionalizado tal como muitos outros sectores económicos, levando à criação de empresas públicas que tinham a exclusividade do exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, por tempo indeterminado. Deste modo foi criada a EDP (Eletricidade de Portugal, hoje em dia Energias de Portugal) a EDA (Eletricidade dos Açores) e a EEM (Empresa de Electricidade da Madeira) (EDP,2013)(ERSE,2013).

Em 1995 foram aplicados os princípios da Directiva 96/92/CE, da antiga Comunidade Europeia, hoje União Europeia, que estabeleceu regras comuns com vista à criação do Mercado Interno Europeu de Eletricidade. Assim sendo, deu-se o início da liberalização do sector, marcado pela privatização da EDP e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e distribuição de energia. Além destas reformas, ainda foi definido o Sistema Elétrico Nacional (SEN), baseado na coexistência de um Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) (Mercado Regulado) e de um Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado (SENV) (Mercado Liberalizado). A liberalização do mercado foi realizada progressivamente e só em 2006 foi totalmente finalizada. A ERSE, Entidade Reguladora do Sector Elétrico, posteriormente renomeada para Entidade Reguladora do Sistema Energético, também foi criada no seguimento das reformas anteriormente descritas, com o objetivo de regular o sector elétrico como uma entidade administrativa independente(EDP,2013)(ERSE,2013).

Apesar de ainda não existir um verdadeiro mercado interligado Europeu por dificuldades encontradas no estabelecimento das interligações, Portugal e Espanha propuseram em 2001 a criação de um mercado Ibérico denominado Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL) que foi concretizado em 2006. Em 2006 dá-se também a separação das atividades de distribuição e de comercialização, criando-se a EDP Serviço Universal, S. A. e a EDP Comercial, S. A. que atuam no mercado regulado e no mercado liberalizado (EDP,2013)(ERSE,2013).

Em 2007 foi criada a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) que tem como principal objectivo contribuir para a concepção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa óptica do desenvolvimento sustentável e de garantia da segurança do abastecimento (DGEG, 2013).

3.1.1 Geração

Em 2012 o consumo de energia elétrica em Portugal foi de 40,1 TWh, contraindo 2,9 % em relação ao ano anterior ou 3,6% se forem levados em consideração os efeitos de temperatura e número de dias úteis. Esta queda do consumo está relacionada, como já foi referido, com o abrandamento da atividade económica (REN, 2013).

A contribuição das fontes renováveis de energia na matriz elétrica portuguesa correspondeu a 57 % da potência instalada em 2012, um aumento de 4,5% face a 2011. A maior contribuição na matriz elétrica de fontes renováveis é da energia hídrica que representa 30% da potência instalada logo seguida da energia eólica com 23%, como se pode constatar na figura 22. A potência instalada de energia solar fotovoltaica aumentou 42%, de 155 MW em 2011 para 220 MW em 2012. Apesar desta subida significativa, a sua participação ainda só representa 1% da matriz elétrica portuguesa (REN, 2013).

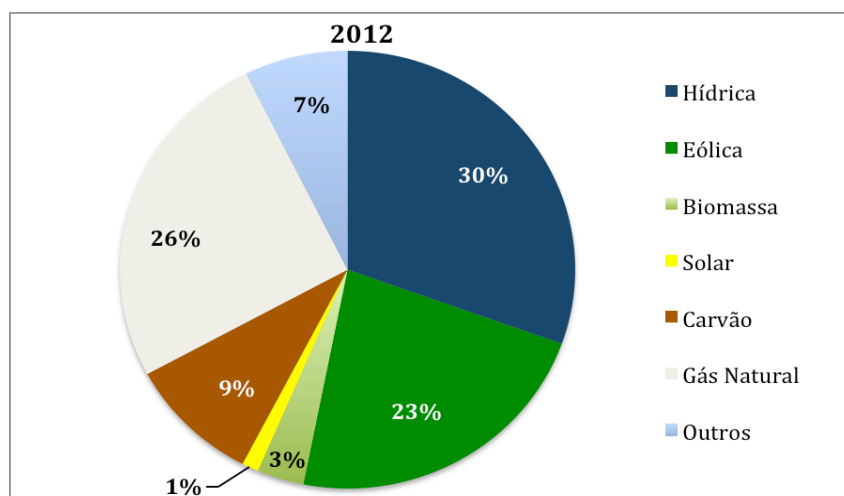


Figura 22 - Matriz elétrica portuguesa (potência instalada) no final do ano de 2012. (Adaptado de: REN, 2013)

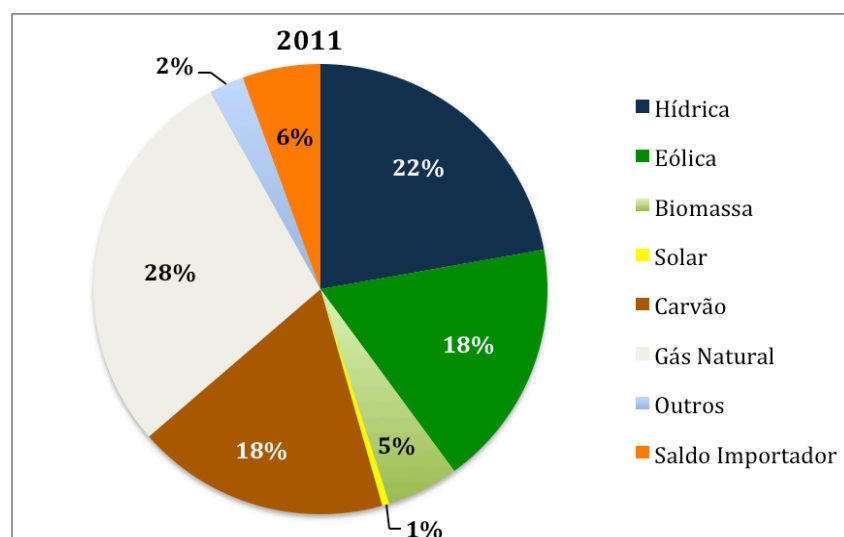


Figura 23 - Abastecimento do consumo elétrico português em 2011. (Adaptado de: REN, 2013)

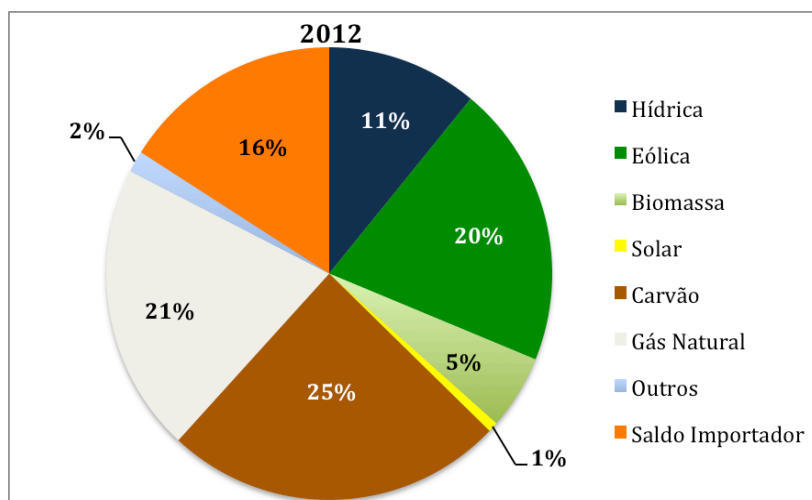


Figura 24 - Abastecimento do consumo elétrico português em 2012 (Adaptado de: REN, 2013)

No ano de 2012 verificaram-se condições hidrológicas extremamente desfavoráveis durante todo o ano, com um índice de hidraulicidade (produção de energia elétrica num ano em relação à produção média) de apenas 0.48. Em consequência destas condições a produção de energia hidroelétrica foi 52% menor do que em 2011 o que gerou um aumento de 181% do saldo importador. Por outro lado, a energia eólica atingiu a sua maior produção em 2012, aumentando 11 % em relação a 2011, maioritariamente devido ao aumento de 2,7% da potência instalada já que o índice de produtividade foi de 1.03 (estabelecido com base no regime médio observado no período de 2001-2011). A energia solar fotovoltaica produziu mais 36% de energia elétrica também sobretudo ao aumento de 42% da potência instalada (figuras 23 e 24) (REN, 2013).

A produção de energia a partir de combustíveis fósseis manteve os seus 46% em 2012, mas com maior produção a partir das centrais a carvão devido à queda dos preços do carvão (resultado do aumento de produção de eletricidade a partir de gás de xisto nos Estados Unidos da América, conduzindo à exportação de grandes quantidades de carvão que levou à queda do preço por excesso de oferta) e ao elevado excedente de licenças de emissão de CO₂ à escala europeia, resultante da crise económica, que diminuem os custos de utilização destas centrais (REN,2013).

Na tabela 8 é apresentado um resumo da evolução do sistema gerador português do ano 2011 para o ano 2012.

Tabela 8 - Potência instalada e produção de energia elétrica em Portugal em 2011 e 2012. (Adaptado de: REN, 2013)

Fontes	Potência Instalada (MW)			Abastecimento do consumo (GWh)		
	2011	2012	Var. (MW)	2011	2012	Var. (%)
Hídrica	5392	5656	264	11239	5043	-52
Eólica	4080	4194	114	9003	10012	11
Biomassa	605	618	13	2600	2630	1
Solar	155	220	65	262	357	36
Total Renováveis	10232	10688	456	23104	18042	-20
Carvão	1756	1756	0	9128	12136	33
Gás Natural	4681	4739	58	14345	10214	-29

Outros	2225	1363	-862	1260	757	-40
Total Não Renováveis	8662	7858	-804	24733	23107	-7
Saldo Importador	-	-		2813	7895	181
TOTAL	18894	18546	-348	50650	49044	-3

3.1.2 Transmissão

Através do artigo nº64 do Decreto-Lei 182/95 e posteriormente do nº 69 do Decreto-Lei 29/2006, é atribuído à REN (Rede Elétrica Nacional S. A., hoje Redes Energéticas Nacionais) a concessão de exploração da RNT (Rede Nacional de Transporte) que tem a finalidade de realizar a transmissão em alta tensão (150, 220 e 400 kV). O contrato de concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica do SEN (Sistema Elétrico Nacional) para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança de abastecimento de energia elétrica (REN₁, 2013).

3.1.3 Distribuição

Tal como na transmissão, através do Decreto-Lei 29/2006 é atribuído à EDP Distribuição, empresa do grupo EDP, a concessão exclusiva do direito de operar a rede nacional de distribuição, constituída por infraestruturas de alta (60 kV), média (30 kV, 15 kV e 10 kV) e baixa tensão (400/230 V), sendo regulada pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, atualmente concentrados na EDP Distribuição. Alguns dos serviços prestados pela EDP Distribuição são: Ligações à rede elétrica; assistência à rede e clientes; apoio na escolha de soluções energéticas eficientes; leitura de equipamentos de contagem (EDP Distribuição, 2013).

3.1.4 Política tarifária

Em Portugal a liberalização do sector elétrico foi efectuada de forma progressiva, tendo começado por abranger primeiro os clientes de maior consumo e níveis de tensão mais elevados em 1995. Na década seguinte, até 2006, foram incluídos todos os consumidores, tendo sido os últimos a entrarem no mercado liberalizado os consumidores com níveis de tensão menores, ou seja, o consumidor comum residencial. Nos anos seguintes a 2006 o Mercado Regulado e o Mercado liberalizado têm existido em simultâneo, mas desde do dia 1 de Janeiro de 2013 já não é permitida a execução de contratos no mercado regulado sendo dado um prazo de três anos para os consumidores transitarem para o mercado liberalizado e é aplicada uma tarifa transitória, com preços agravados, aos consumidores que ainda não tenham escolhido o seu novo comercializador, de modo a incentivar o consumidor a transitar para o novo mercado (EDP₁,2013)(ERSE,2013).

Enquanto no Mercado Regulado as tarifas eram regularizadas e fixadas pela ERSE (Empresa Reguladora do Sistema Energético), no Mercado Liberalizado os preços da energia são estabelecidos por cada comercializador, permitindo a livre concorrência e estimulando a competitividade de preços. Apesar de no mercado liberalizado as tarifas serem reguladas por cada comercializador, na verdade o este só tem influência no custo de produção de energia, pois os outros custos da tarifa são regulados pela ERSE, nomeadamente o custos de acesso à rede de distribuição e de transmissão (EDP₁,2013)(ERSE,2013).

Na lista de comercializadores de energia elétrica estão empresas portuguesas e espanholas devido à criação do Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL) em 2006.

Os preços da eletricidade em Portugal têm sofrido variações significativas nas últimas duas épocas como se pode perceber através da análise da figura 25. Na década de 90 verificou-se uma diminuição dos custos de energia elétrica devido aos preços mais baixos dos combustíveis fósseis e à liberalização do sector. A partir de 2002, apesar da liberalização do sector, existiu um aumento das tarifas resultado do aumento do custo dos combustíveis fósseis e de custos de interesse económico geral que aumentaram fortemente desde esse ano (figura 26).

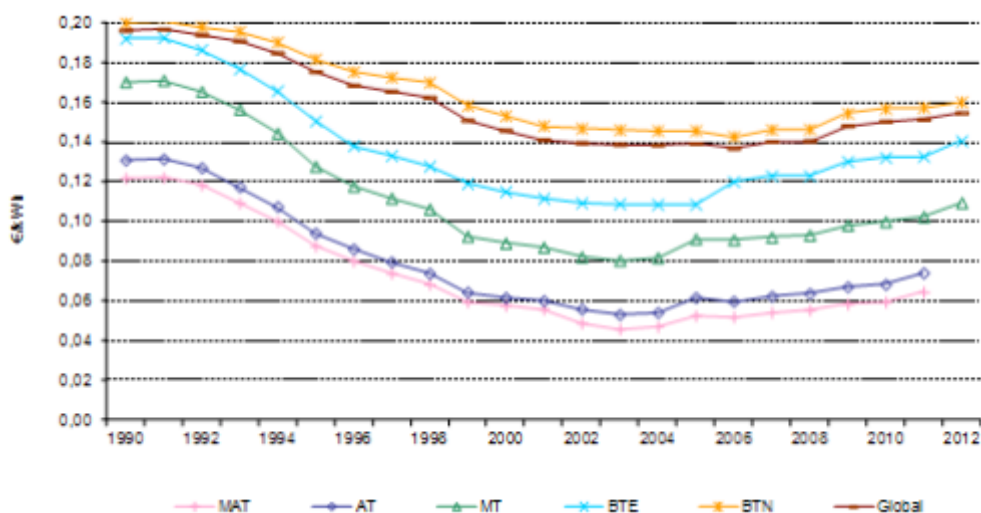


Figura 25 - Evolução do preço médio (€/kWh) da energia elétrica em Portugal Continental por nível de tensão (Preços Constantes). (MAT -Muito Alta Tensão; AT - Alta Tensão; MT - Média Tensão; BTE - Baixa Tensão Especial; BTN - Baixa tensão Normal). (Fonte: ERSE₁, 2013)

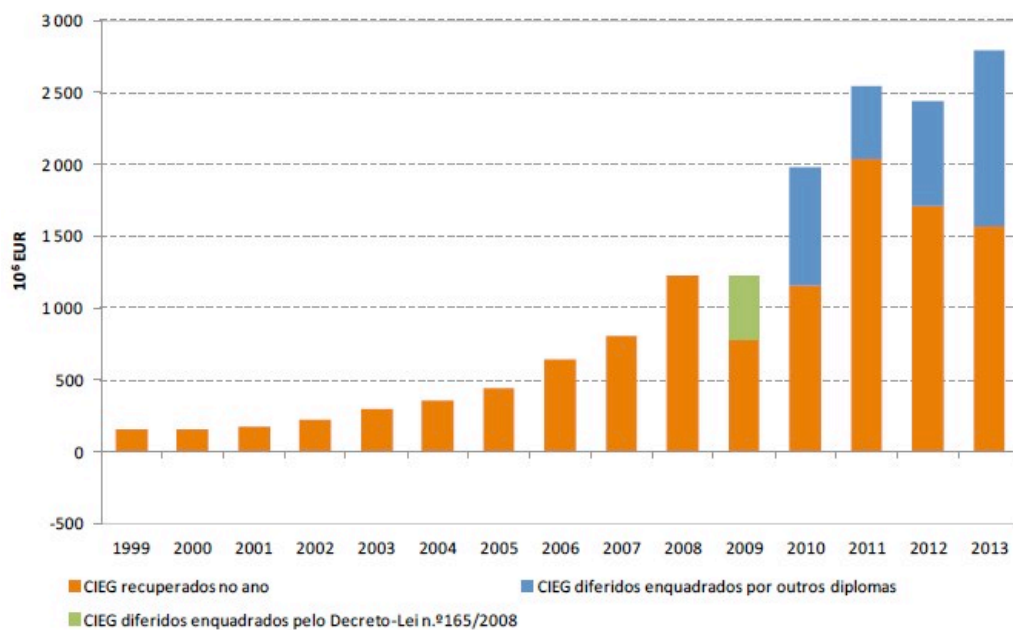


Figura 26 -Evolução dos custos de interesse económico geral. (Fonte: ERSE₁, 2013)

3.1.4.1 Composição da tarifa

Existem três consumidores distintos principais, os consumidores industriais de média tensão e baixa tensão especial e os consumidores domésticos em baixa tensão normal. A composição das tarifas para estes consumidores varia, sendo a tarifa para as indústrias menor de modo a incentivar a produção nacional.

Deste modo a tarifa é dividida em três troncos principais: energia, redes e custos de interesse económico geral (CIEG). Nos custos da energia estão incluídos os custos de comercialização e os preços são formados no mercado de eletricidade. Os custos das redes são constituídos pelas tarifas de utilização da rede de transmissão e de distribuição e pelos custos de gestão global do sistema, sendo regulados pela ERSE. Os CIEG são definidos em função do tipo de consumidor e são determinados no âmbito da legislação em vigor. Além destes custos, na fatura paga pelos consumidores ainda são cobrados 23% de impostos (ERSE, 2013).

Na tabela 9 estão apresentadas as parcelas constituintes da fatura de eletricidade apresentada ao consumidor final.

Tabela 9 - Composição da tarifa de eletricidade em Portugal. (Adaptado de: ERSE₂, 2013)

Parcela	Custos
Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Energia; • Comercialização.
Redes	<ul style="list-style-type: none"> • Uso rede transportes; • Uso rede distribuição AT; • Use rede distribuição MT; • Uso rede distribuição BT; • Uso global do sistema;
CIEG	<ul style="list-style-type: none"> • Rendas pagas Municípios; • Sobrecusto da produção em regime especial (essencial/energias renováveis); • Sobrecusto da produção em regime especial (essencial/energias não renováveis); • sobrecusto das regiões autónomas; • sobrecusto da produção em regime ordinário (centrais térmicas e hídricas); • Outros custos.
Impostos	<ul style="list-style-type: none"> • IVA (imposto sobre o valor acrescentado); • Contribuição audiovisual; • Taxa de exploração da Direção Geral de Energia e Geologia; • Representam 23% da fatura.

No âmbito dos CIEG ainda é relevante definir alguns custos (ERSE₂, 2013):

- **Sobrecusto da produção em regime ordinário (centrais térmicas e hídricas):** sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, custos para a manutenção do equilíbrio contratual e garantia de potência.
- **Sobrecustos da produção em regime especial (essencialmente energias não renováveis):** sobrecustos da produção em regime especial do tipo cogeração;
- **Sobrecusto da produção em regime especial (essencialmente energias renováveis):** sobrecusto da produção em regime especial, alocado no termos do Decreto-Lei n° 90/2006, do tipo: eólica, fotovoltaica, mini-hídrica, biogás, biomassa, resíduos urbanos e energia das ondas;
- **Outros custos:** rendas de défices de tarifas, os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e os custos associados aos terrenos das centrais hídricas.

O peso dos CIEG na tarifa varia de consumidor para consumidor, o maior peso desta parcela acontece na fatura dos consumidores de baixa tensão normal, ou seja, no consumidor residencial. Nas figuras seguintes é apresentado o seu peso nos dois maiores consumidores, baixa tensão normal (residenciais) e média tensão (indústrias).

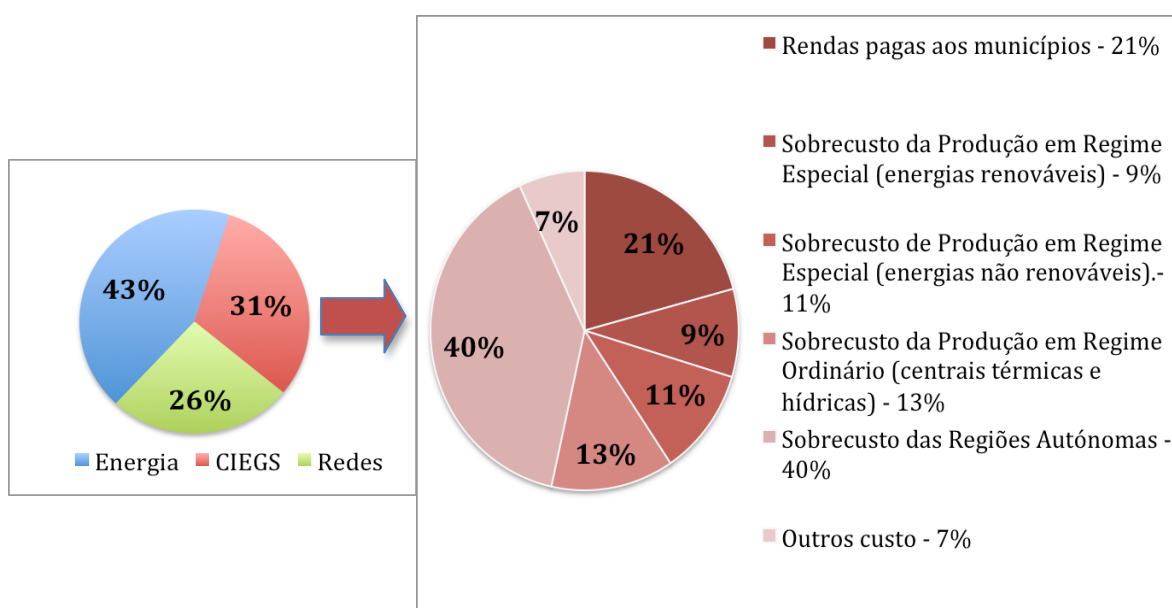


Figura 27 - Composição da tarifa dos consumidores em baixa tensão (domésticos) sem impostos e peso dos CIEG. (Adaptado de: ERSE₂,2013)

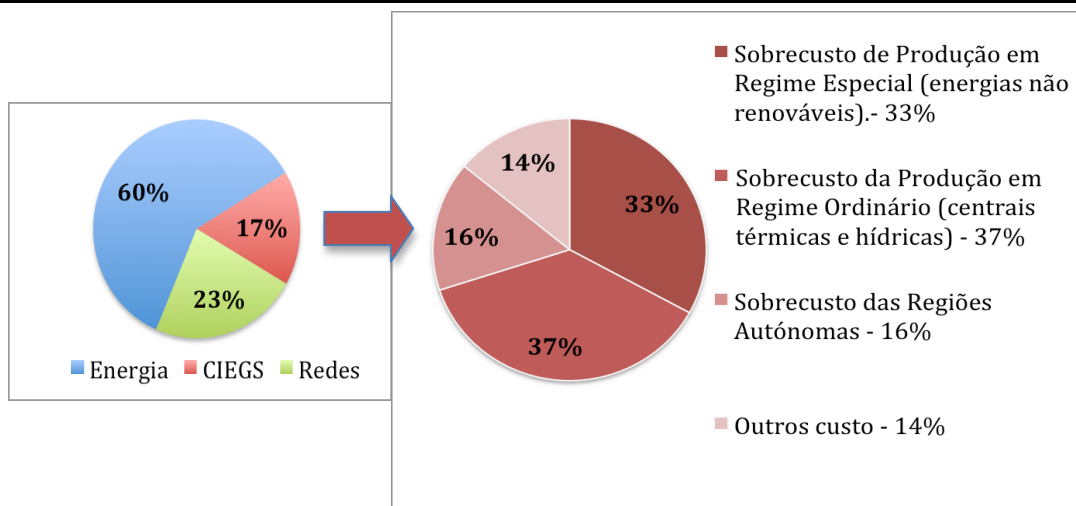


Figura 28 - Composição da tarifa dos consumidores em média tensão (indústria) sem impostos e peso dos CIEG. (Adaptado de: ERSE₂, 2013)

Tal como nos CIEG, os custos com as redes está dependente do nível de tensão do consumidor. Os consumidores domésticos pagam o uso de todos os níveis de tensão, os de média tensão pagam o uso de todos os níveis de tensão menos a baixa tensão, os de alta tensão não pagam a baixa e média tensão e, finalmente, os de muito alta tensão só pagam os custos de uso da rede de transportes e o uso global do sistema.

3.1.4.2 Revisão Tarifária

Os preços da energia elétrica pagos pelos consumidores, como já foi referido, têm três componentes: Energia, Redes e CIEG. Devido à criação de um mercado liberalizado os preços da Energia são determinados pelos comercializadores, mas estes têm a obrigação de apresentar os preços de referência que praticam à ERSE para que esta os disponibilize e divulgue no seu site na Internet. Em relação às tarifas das Redes e dos CIEG são aprovados e publicados anualmente pela ERSE, entrando em vigor no ano seguinte.

As tarifas reguladas (Redes, CIEG) são desenvolvidas de modo a que sejam justas para o consumidor, mas sem esquecer a necessidade de manter o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade da evolução da tarifa (ERSE, 2013).

3.1.4.3 Contratação de Energia

Através do Decreto-Lei n.º 29/2006, atualmente em Portugal a produção de energia é uma atividade totalmente liberalizada e funciona numa lógica de mercado e em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licenças pelo Estado Português.

Existem dois regimes legais para produção de energia em Portugal: produção em regime ordinário (PRO) e produção em regime especial (PRE).

A produção em regime ordinário é relativa à produção de energia elétrica com base em fontes convencionais não renováveis (combustíveis fósseis) e em grandes hídricas. A produção em regime especial é relativa à produção de energia elétrica a partir da utilização de fontes de energias renováveis (eólica, mini-hídrica (até 10 MW), solar, biomassa) e da cogeração (produção conjunta de energia elétrica e vapor).

Os produtores destes dois regimes têm a opção de se tornarem comercializadores, podendo comprar e vender energia elétrica e tendo o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE. Estão sujeitos a obrigações de serviço público no que respeita à qualidade, ao abastecimento contínuo de eletricidade e devem disponibilizar aos seus clientes acesso à informação de forma simples e compreensível (REN, 2013).

3.2 Recurso solar

O recurso solar em Portugal é abundante em comparação com a maioria dos países Europeus, como pode ser observado na figura 29. De notar, que a irradiação na zona com menos potencial em Portugal é superior à zona com maior potencial na Alemanha, país com maior potência instalada em 2012.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

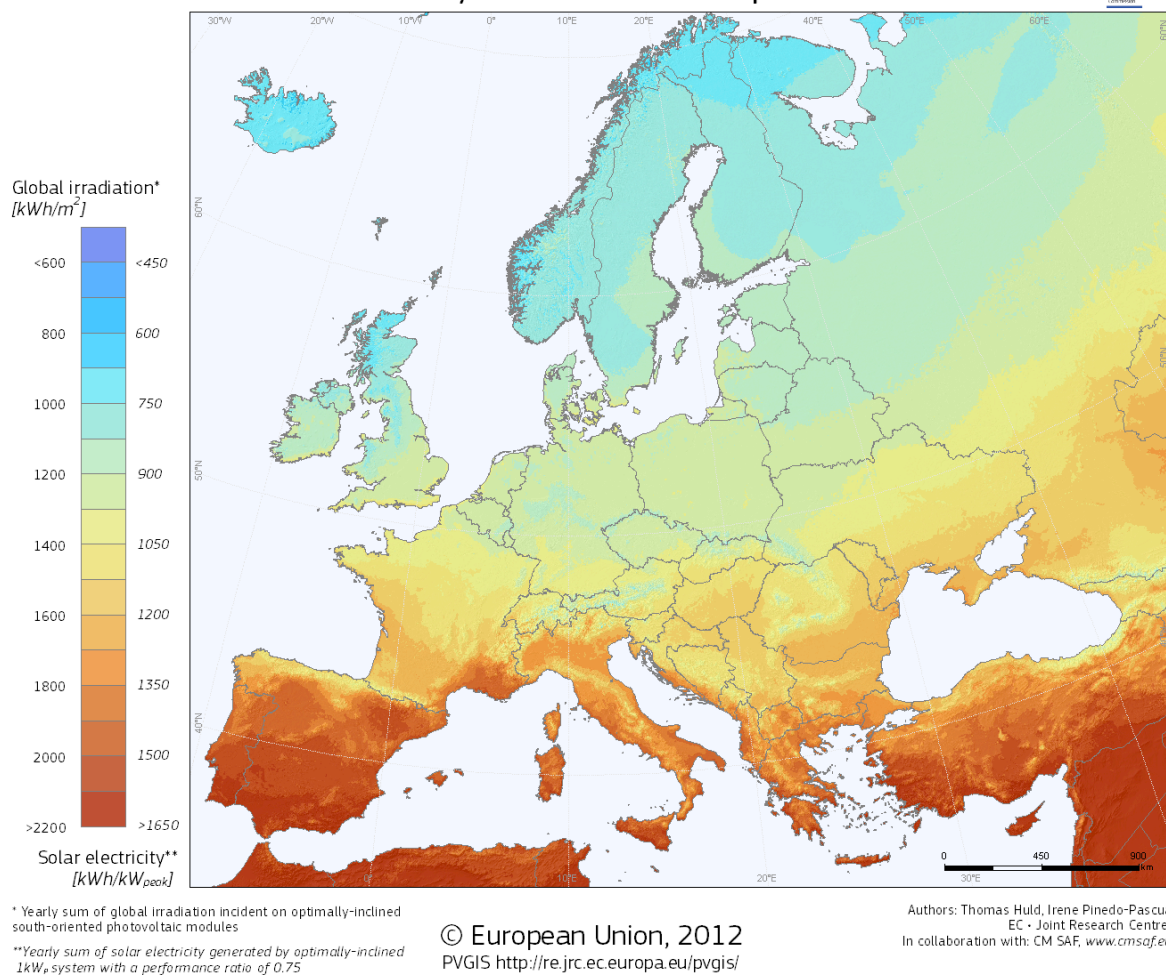


Figura 29 - Irradiação global anual por m², para uma inclinação óptima. (Fonte: PVGIS, 2012)

Em relação ao potencial solar nas diversas regiões em Portugal, a região Sul (Alentejo e Algarve) beneficia de maior irradiação, apesar do Norte também apresentar índices consideráveis em relação a outras regiões Europeias. Segundo a figura 29, a irradiação global anual mínima em Portugal é de 1600 kWh/m² enquanto a na Alemanha a irradiação máxima é de 1400 kWh/m². Sabendo o desenvolvimento do sector na Alemanha e comparando o potencial solar com o de Portugal, fica por si só demonstrado que um mercado fotovoltaico em Portugal tem obrigatoriamente de ser desenvolvido e apoiado.

3.3 Panorama português da energia fotovoltaica

O investimento na energia fotovoltaica em Portugal é o resultado de várias políticas energéticas europeias que procuram o desenvolvimento de fontes de energia renovável na matriz eléctrica de modo a aumentar a segurança energética dos países da União e a diminuir a emissão de gases com efeito de estufa. Deste modo, Portugal tem seguido estas normas Europeias e tem aplicado na sua legislação mecanismos de incentivo que ajudem à proliferação destas tecnologias. Nas próximas secções será feita uma revisão da evolução da legislação, da situação atual e do mercado fotovoltaico português.

3.3.1 Base europeia e internacional

Ao longo dos últimos vinte anos as preocupações ambientais têm sido cada vez maiores o que levou à maioria dos países, ditos "desenvolvidos", a procurarem soluções para um desenvolvimento sustentável, de modo a reduzirem as suas emissões de gases com efeito de estufa. Assim, uma das soluções mais debatidas e aplicadas é a utilização de fontes de energia renovável para a produção de energia eléctrica.

A primeira abordagem da Comissão Europeia (CE) neste área foi efetuada em 1997 com a publicação do Livro Branco (nome dado a publicações que apresentam propostas de ação comunitária num domínio específico) "Energia para o futuro: fontes de energia renováveis", resultado da discussão do Livro Verde (publicação que expõe ideias pra análise e debate público) com o mesmo nome, publicado em 1996. O principal objectivo do Livro Branco foi a apresentação de propostas para que em 2010 fosse possível a contribuição de 12 % das fontes de energia renovável (FER) no consumo interno bruto de energia da União Europeia. Com este objectivo, é referido que os Estados-membros deveriam incentivar o aumento da utilização das FER em função do respectivo potencial (Cardoso, 2007; CE,2013).

Em Dezembro de 1997 é assinado o famoso Protocolo de Quioto entre os países membros das Nações Unidas. No protocolo, os países membros desenvolvidos (entre eles Portugal) comprometeram-se a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 5% face ao valor de 1990, num período de compromisso entre 2008 e 2012, enquanto os países em desenvolvimento (entre eles Brasil) não tinham metas obrigatórias mas deveriam auxiliar na redução desses gases. Para atingir esta meta são sugeridas aos governos diversas medidas, entre elas o incentivo ao uso de energias renováveis (Cardoso, 2007; CE,2013).

Em 2001, A CE aprova a Diretiva 2001/77/CE com base no Livro Branco e no protocolo de Quioto, ambos de 1997. A diretiva reconhece a necessidade prioritária de promover as FER dado que a sua exploração contribui para o ambiente e para o desenvolvimento sustentável, além de manter o objectivo de 12 % do consumo interno bruto de energia via fontes de energia renovável. A meta portuguesa para 2010 era de 39% de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis no consumo bruto de eletricidade (Cardoso, 2007; CE,2013).

Em 2006 é apresentado um novo Livro Verde, "Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura", que define seis domínios fundamentais para um sector da energia sustentável: Competitividade e mercado interno de energia; Diversificação do cabaz energético; Solidariedade energética entre países para uma boa garantia de aprovisionamento; Desenvolvimento sustentável (combate às alterações climáticas); Inovação em tecnologias energéticas; Política energética externa coerente (Cardoso, 2007; CE,2013).

Em 2009 é publicado a Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e revoga a Diretiva 2001/77/CE. A Diretiva fixa como objetivo atingir a quota de 20% de fontes de energia renovável no consumo final de energia na Comunidade Europeia e estabelece a quota de 31% para Portugal. Deste modo os países membros devem estabelecer mecanismos que apoiem o desenvolvimento destas tecnologias para atingirem as metas propostas (CE,2013).

No seguimento de todas estas orientações, principalmente Europeias, Portugal desenvolveu legislação própria de modo a determinar os mecanismos de apoio às fontes renováveis para que consiga atingir as metas Europeias. Na secção seguinte é realizada uma revisão da legislação pertinente orientada para a energia solar fotovoltaica.

3.3.2 Mecanismos de incentivos

Ao longo dos anos a legislação portuguesa adaptou-se às Diretivas Europeias descritas na secção anterior. De seguida é descrita a evolução da legislação em Portugal relacionada com os incentivos às fontes de energia renovável, em particular à energia solar fotovoltaica.

3.3.2.1 Decreto-Lei nº 189/88

É o primeiro Decreto-Lei que estabelece as regras aplicáveis à produção elétrica a partir de recursos renováveis. O documento era dirigido fundamentalmente aos pequenos produtores e à mini-hídrica (até 10 MW).

3.3.2.2 Decreto-Lei nº 168/99

No seguimento do Decreto-Lei nº 168/88, é publicado o Decreto-Lei nº 168/99 onde é revisto o antigo decreto de modo a intensificar os mecanismos de incentivo às FER. Assim são revistos os seguintes pontos:

- Significativa alteração do tarifário aplicável à venda de energia elétrica a partir de FER;
- Reorganização do processo de regulamentação;
- Alteração dos mecanismos conducentes à definição dos pontos de interligação das instalações de produção, por forma assegurar maior transparência dos procedimentos.

Na fórmula para o cálculo da tarifa não são diferenciadas as FER, ou seja, a fórmula é igual para todas as fontes de energia. A fórmula utilizada, extensa e complexa, procura determinar a remuneração da energia produzida pelas FER e premiar o investidor da central renovável, através da compensação pelos custos evitados pela construção de uma central convencional e pelo benefício ambiental trazido pela utilização de recursos renováveis.

3.3.2.3 Decreto-Lei nº 339-C/2001

Este novo Decreto vem atualizar o Decreto-Lei nº 168/99 e dar ênfase à necessidade de desenvolvimento das FER através de tarifas remuneratórias de modo a reduzir a dependência energética externa e as emissões poluentes. A principal atualização é a remuneração diferenciada por tecnologia que o Decreto anterior não apresentava. Também é neste novo Decreto que é dado o primeiro destaque a energia solar fotovoltaica: *"Neste contexto, o Governo entende ser necessário rever o Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, com a redacção dada pelo Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio, introduzindo-lhe alterações indispensáveis ao estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração e atribuindo destaque apropriado às tecnologias que, embora emergentes, como é o caso da energia das ondas e da energia solar fotovoltaica, evidenciam um elevado potencial a médio prazo, visando proporcionar-lhes condições indispensáveis para a concretização de projectos exemplares."*

Assim, a nova fórmula apresenta o mesmo formato da anterior mas é introduzido o factor Z, que varia de tecnologia para tecnologia. Na tabela 10 são apresentados alguns valores do factor Z para diferentes tecnologias de modo a ser possível fazer uma comparação. O factor Z é um coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada. Na tabela 10 verifica-se que o factor Z para a energia solar fotovoltaica é o mais elevado, devido aos custos de produção de energia por via desta tecnologia em 2001 e pela importância dada pelo Governo no desenvolvimento desta tecnologia.

Tabela 10 - Valor de Z em função da tecnologia. (Adaptado de: Decreto-Lei nº339-C/2001)

Tecnologia	Z
Eólica	$0,4 \leq Z \leq 1,7$
Hídrica (até 10 MW)	1,2
Ondas (limite de potência instalada em Portugal de 20 MW)	6,35
Fotovoltaica (limite de potência instalada em Portugal de 50 MW)	Potência > 5 kW = 6,55
	Potência ≤ 5 kW = 12

3.3.2.4 Decreto-Lei nº 33-A/2005

Tal como a legislação anterior, o Decreto-Lei nº 33-A/2005 vem atualizar os seus antecedentes. Este novo Decreto veio atualizar os valores constantes da fórmula de remuneração de eletricidade produzida a partir das FER e veio introduzir prazos limite às remunerações, prazo este considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e expectativa de retorno económico mínimo dos investidores. Além destas atualizações, o Decreto capacita o Governo com maior poder regulador no sector: "*o Governo pretende reforçar a capacidade crítica e de decisão relativamente à adequação da capacidade e potência disponível na rede, reforçando o papel da Direcção-Geral de Geologia e Energia na promoção de investimento em zonas menos apetecíveis, ou mais decisivas para a garantia da optimização da eficiência energética nacional.*", ou seja, o Governo capacita-se do poder de determinação de quotas máximas admitidas para as FER e de promover concursos para atribuir licenças de produção.

A fórmula de remuneração das FER não foi modificada, mas os valores do factor Z foram atualizados e foram acrescentados os prazos limites de remuneração de acordo com a tabela 11.

Tabela 11 - Valor de Z em função da tecnologia e prazos limites para remuneração. (Adaptado de: Decreto-Lei nº 33-A/2005)

Tecnologia	Z	Prazos limites para a remuneração
Eólica	4,6	15 anos (máx. 33 GWh)
Hídrica (até 10 MW)	4,5	15 anos (máx. 42,5 GWh)
Fotovoltaica (limite de potência instalada em Portugal de 150 MW)	Potência > 5 kW = 35	15 anos (máx. 21 GWh)
	Potência ≤ 5 kW = 52	

3.3.2.5 Decreto-Lei nº 225/2007

Mais uma vez, o novo Decreto veio atualizar o decreto anterior. A atualização mais importante no sector fotovoltaico foi a criação de uma tarifa específica para centrais fotovoltaicas de microprodução instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial. Além desta nova tarifa ainda foram atualizado o factor Z em várias FER. Na tabela 12 estão as atualizações deste novo decreto em relação a algumas tecnologias.

Tabela 12 - Valor de Z em função da tecnologia e prazos limites para remuneração.
(Adaptado de: Decreto-Lei nº 225/2007)

Tecnologia	Z	Prazos limites para a remuneração
Eólica	4,6	15 anos (máx. 33 GWh)
Hídrica (até 10 MW)	4,5	20 anos (máx. 52 GWh)
Solar (limite de potência instalada em Portugal de 150 MW)	Fotovoltaica - Potência > 5 kW = 35	15 anos (máx.21 GWh)
	Fotovoltaica - Potência ≤ 5 kW = 52	
	Termoelétricas - Potência ≤ 10 MW = 29,3	
	Termoelétricas - Potência > 10MW = 15 ≤ Z ≤ 20	
Fotovoltaica - microprodução em edifícios (limite de potência instalada em Portugal de 50 MW)	5 kW < Potência ≤ 150 kW = 40	15 anos
	Potência ≤ 5 kW = 55	

Assim sendo, em relação ao fotovoltaico, a remuneração era de 44,7 c€/kWh para sistemas com potência inferior ou igual a 5 kW, 31,7 c€/kWh para sistemas com potência superior a 5 kW, 46,9 c€/kWh para sistemas integrados em edifícios com potência inferior a 5 kW e, por fim, 25,4 c€/kWh para os mesmo sistemas anteriores com potência entre 5 e 150 kW (Brito, Serra *et al.*, 2009)

3.3.2.6 Decreto-Lei nº 363/2007

Ainda em 2007 é publicado o Decreto-Lei nº 363/2007, que entrou em vigor no ano de 2008, alterando por completo os mecanismos de incentivos à microprodução utilizados até então. Neste novo método é utilizado o mecanismo *feed-in tariff*, já utilizado por outros países Europeus. Além do novo mecanismo foi apresentada uma ferramenta online que pretende reduzir a burocracia no processo de registo e regularização dos sistemas de microprodução.

O novo mecanismo definiu dois regimes distintos: regime geral e regime bonificado. O regime geral abrange qualquer tipo de fonte de microprodução com potência até 5,75 kW e a tarifa de venda de eletricidade é igual à tarifa a que o produtor compra eletricidade à rede, acabando por ser um mecanismo de *net metering*. O regime bonificado é exclusivo para as FER (solar, eólica, hídrica, biomassa, pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável) com potência de ligação até 3,68 kW.

O regime bonificado define uma tarifa de referência de 650 €/MWh (65,0 c€/kWh) aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional (esta potência abrange todas as FER) e uma redução de 5% da tarifa por cada 10 MW adicionais de potência instalada. Nos primeiros 5 anos a tarifa é garantida e tem o valor da tarifa referente ao ano de instalação, nos 10 anos seguintes a tarifa aplicada é igual às tarifas aplicadas aos novos produtores desse ano, ou seja, pela regra de redução de 5% a cada 10 MW instalados, a tendência é que cada ano a tarifa seja menor. Após os últimos 10 anos a tarifa aplicada é igual ao do regime geral (*net metering*). A tarifa de cada FER corresponde a uma percentagem da tarifa de referência: solar = 100%; eólica = 70%; hídrica = 30%; biomassa = 30%; pilhas de combustível = % da fonte de produção do hidrogénio utilizado). O Decreto tem dois requerimentos no regime bonificado, o primeiro obriga o produtor a vender toda a energia produzida à rede e o segundo refere-se à obrigatoriedade de instalação no mínimo de 2m² de coletores solares térmicos, exceção feita quando a FER utilizada é biomassa. O limite inicial de potência de ligação no regime bonificado foi limitado a 10 MW iniciais, sendo aumentado anual e sucessivamente em 20%. Além de um limite de instalação também existe um limite à venda de eletricidade de 2,4 MWh/ano para a energia solar e 4 MWh/ano para as restantes FER.

3.3.2.7 Portaria nº 1057/2010

A portaria veio introduzir um incentivo à tecnologia fotovoltaica de concentração que ainda não tinha qualquer tipo de apoio diferenciada. Deste modo, foi-lhe atribuída um factor Z de 43 para sistemas com potência inferior a 1 MW e até um limite de potência instalada em Portugal de 5 MW. Assim a tecnologia é remunerada a partir da fórmula definida pelo Decreto-Lei nº 225/2007, retificada pela declaração de rectificação nº 71/2007, com o factor de Z igual a 43.

3.3.2.8 Anúncio de procedimento nº 4835/2010

O anúncio lançou um concurso para atribuição de 150 MW de potência de ligação à rede elétrica de serviço público (RESP) para energia elétrica produzida a partir de centrais fotovoltaicas (incluindo a tecnologia fotovoltaica de concentração) mediante o pagamento de uma contrapartida financeira ao Estado. A potência atribuída foi dividida em 75 lotes de 2 MW.

3.3.2.9 Decreto-Lei nº 118-A/2010

Este Decreto veio alterar o regime de remuneração publicado pelo Decreto-Lei nº363/2007. As alterações com maior relevância são as relacionadas com as tarifas no regime bonificado. Com este novo Decreto, os produtores continuam a receber uma tarifa bonificada nos primeiros 15 anos de produção, mas agora divididos em dois períodos. O primeiro período tem a duração de 8 anos com uma tarifa de referência de 400 €/MWh (40,0 c€/kWh) e o segundo período tem a duração de 7 anos com uma tarifa de referência de 240 €/MWh (24,0 c€/kWh). Ambas as tarifas são reduzidas anualmente em 20 €/MWh (20,0 c€/kWh). Como no Decreto anterior a tarifa de cada FER corresponde a uma percentagem da tarifa de referência: solar = 100%; eólica = 80%; hídrica = 40%; biomassa = 70%; pilhas de combustível = % da fonte de produção do hidrogénio utilizado). Outra alteração de relevo, foi alteração do limite de instalação para 25 MW (para toda as FER) por ano civil.

3.3.2.10 Decreto-Lei nº 34/2011

O Decreto-lei nº 34/2011 veio estabelecer o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de miniprodução. As maiores diferenças para a microprodução estão na gama de potências e nas tarifas aplicadas. Na miniprodução existem três escalões que diferem na potência de ligação à rede: Escalão I - microprodução < potência < 20 kW; Escalão II - 20 kW ≤ potência < 100 kW; Escalão 3 - 100 kW < potência ≤ 250 kW. A tarifa de referência é de 250 €/MWh (25,0 c€/kWh), sendo o valor da tarifa sucessivamente reduzido anualmente em 7%, ou seja, a tarifa diminui ao longo do tempo. O produtor inserido no escalão I é remunerado com base na tarifa de referência respectiva ao ano de emissão do certificado de exploração no espaço temporal de 15 anos. O produtor inserido nos escalões II e III é remunerado com base na tarifa mais alta, que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência apuradas nos respetivos escalões.

Tal como na microprodução a tarifa varia consoante a FER utilizada, correspondente a uma percentagem da tarifa de referência: : solar = 100%; eólica = 80%; hídrica = 50%; biogás = 60%; biomassa = 60%; pilhas de combustível = % da fonte de produção do hidrogénio utilizado).

A potência de ligação máxima possível de ser atribuída à miniprodução é de 50 MW (todas as FER) anuais, destes só 25%, no máximo, podem ser atribuídos ao escalão I. O volume de eletricidade vendida à rede de ligação também é limitada, a 2,6 MWh/ano para a fonte solar e eólica e a 5 MWh/ano para as restantes FER.

Os pedidos de ligação e o registo correspondente são realizados na mesma ferramenta online referida no Decreto-Lei n° 363/2007.

3.3.2.11 Portaria n° 284/2011

A portaria 284 de 2011, que veio alterar o Decreto-Lei n° 118-A/2010, trouxe más notícias para o sector de microprodução fotovoltaico reduzindo as tarifas de referência, aumentando a redução anual da mesma tarifa e diminuindo a potência de ligação. Assim sendo, a nova tarifa bonificada para os primeiros oito anos é de 326 €/MWh (32,6 c€/kWh), com redução anual de 54 €/MWh (5,4 c€/kWh), e nos restantes 7 anos é de 185 €/MWh (18,5 c€/kWh) com redução anual de 35 €/MWh (3,5 c€/kWh). A potência foi limitada a 10 MW de potência divididos entre todas as FER. Esta portaria teve como objectivo a definição da legislação de microprodução para 2012.

3.3.2.12 Portaria n° 285/2011

A Portaria n° 285/2011 veio atualizar o Decreto-lei n° 34/2011 relativo à miniprodução a partir de FER. A Portaria diminui a tarifa de referência para 215 €/ MWh (21,5 c€/kWh) e aumentou a redução anual para 14%, com efeitos a partir de 2012. Além do recuo na tarifa bonificada também reduziu a quota anual de potência de ligação para 30 MW (todas as FER).

3.3.2.13 Portaria n° 430/2012

O último dia do ano de 2012 trouxe consigo mais uma má notícia para a miniprodução a partir de energia solar fotovoltaica. Assim sendo, a portaria diminui, mais uma vez, a tarifa de referência para 151 €/MWh e aumenta a redução anual da tarifa de referência para 30%, com efeitos a partir de 2013, inclusive.

3.3.2.14 Portaria n° 431/2012

Tal como na portaria anterior, a Portaria n° 431/2012 veio atualizar a tarifa de referência do regime bonificado para a tecnologia fotovoltaica, neste caso direcionada para a microprodução, alterando assim a Portaria n° 284/2011. A tarifa bonificada foi fixada em 196 €/MWh (19,6 c€/kWh) para os primeiros oito anos de contrato, com uma redução anual de 130 €/MWh (13,0 c€/kWh), e de 165 €/MWh (16,5 c€/kWh) para os restantes sete anos, com uma redução anual de 20 €/MWh (2,0 c€/kWh). A quota anual de potência instalada foi fixada em 11 MW.

3.3.3 Certificação

Em Portugal, tal como no Brasil, o processo de certificação de produtos é um elemento chave na credibilização do mercado fotovoltaico. Na Europa cada Estado-Membro é obrigado a designar um único organismo nacional de acreditação, ou seja, um organismo que avalie e reconheça a competência técnica de entidades para efetuar atividades específicas de avaliação da conformidade de produtos ou serviços (Certificação). Em Portugal esse organismo é o Instituto Português de Acreditação (IPAC). Deste modo existem em Portugal algumas empresas e laboratórios acreditados pelo IPAC que realizam serviços de certificação de sistemas fotovoltaicos segundo normas europeias e internacionais (e.g. IEC (International Electrotechnical Commission), ISO) (IPAC,2013).

3.4 Situação atual

Os mecanismos de apoio à energia solar fotovoltaica estão presentes na lei portuguesa desde 2001, mas apesar de já ter passado mais de uma década, a potência instalada continua a ser bastante tímida em relação à potência instalada em outros países Europeus com climas menos favoráveis ao aproveitamento da energia solar. Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a potência instalada é, aproximadamente, de 225 MW, dos quais 100 MW são provenientes da microprodução. A potência atual encontra-se muito longe da meta fixada, primeiramente, de 1000 MW de potência instalada em 2020, pelo Plano Nacional para as Energias Renováveis (PNAER 2020) (baseado na Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu) e, posteriormente, de 670 MW fixada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20 de 10 de Abril de 2013. Na 30 é apresentada a evolução da potência instalada de sistemas fotovoltaicos em Portugal desde 2005 até 2012.

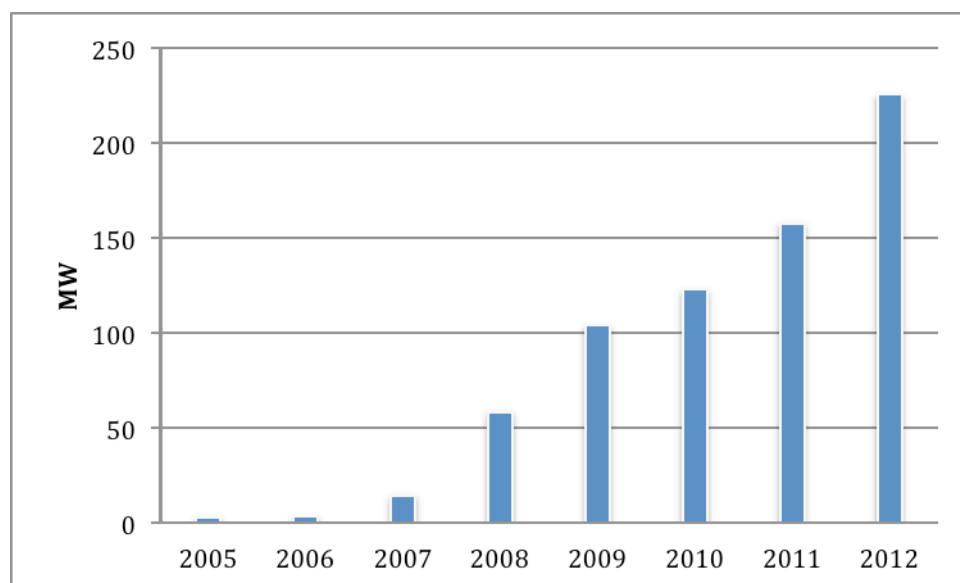


Figura 30 - Evolução da potência instalada de sistemas solares fotovoltaicos em Portugal. (Adaptado de: DGEG₁, 2013)

As centrais solares fotovoltaicas representam uma grande parte da potência instalada em Portugal, como a central solar fotovoltaica de Amareleja (46 MW), de Ferreira do Alentejo (12 MW) e a de Serpa (11 MW).

3.4.1 Mercado fotovoltaico

Em Portugal existem atualmente cinco fabricantes de módulos fotovoltaicos e três integradores de sistemas, que garantem uma capacidade total de produção de 200 MW. Devido à política energética portuguesa sofrer de uma grande instabilidade, a procura por compradores portugueses ainda é baixa o que obriga estas empresas a apostarem na exportação (APISOLAR, 2012). No ramo de serviços (projetos, instalação, etc.) existe um número considerável de pequenas empresas em operação no território português.

Tabela 13 - Fabricantes e integradores de sistemas fotovoltaicos em Portugal (APISOLAR, 2012).

Empresa	Localidade	Capacidade de produção (MW/ano)	Área de negócio
Open Renewables	Évora	65	Fabricante de módulos fotovoltaicos
Martifer Solar	Oliveira de Frades	50	Fabricante de módulos fotovoltaicos
SolarPlus	Oliveira do Bairro	5,5	Fabricante de módulos fotovoltaicos
GooSun	Santa Maria da Feira	-	Fabricante de módulos fotovoltaicos
Fluitecnik	Moura	50	Fabricante de módulos fotovoltaicos
WS Energia	Porto Salvo	5	Integradores de sistemas
MagPower	Cacém	12	Integradores de sistemas
MecaPisa	Amarante	-	Integradores de sistemas

4. Análise comparativa

A análise será realizada em duas partes: apresentação e discussão da situação atual do mercado fotovoltaico no Brasil e em Portugal e, por fim, propostas de alternativas para os dois países.

Neste capítulo serão apresentadas as características do mercado fotovoltaico brasileiro e português a partir de uma análise PESTEL (*Political* (Política), *Economic* (Económica), *Social* (Social), *Technological* (Tecnológica), *Environmental* (Ambiental), *Legal* (Legal)) (SM Insight, 2013). Este tipo de análise tem como objetivo contextualizar o mercado fotovoltaico em ambos os países nos seis temas selecionados. Após esta etapa, é realizada uma discussão com base na análise PESTEL, de modo a compreender os resultados passados, presentes ou futuros dos mecanismos de incentivo no mercado fotovoltaico nos respectivos países. Finalmente, após a discussão é aplicada uma análise SWOT *Strengths* (Pontos fortes), *Weaknesses* (Fraquezas), *Opportunities* (oportunidades), *Threats* (Ameaças) (SM Insight, 2013) que servirá de base para a construção de propostas no capítulo seguinte.

No capítulo final, com base na análise realizada na secção anterior, são apresentadas alternativas com o objetivo de potencializar o mercado fotovoltaico nos dois países. Nesta secção é importante ter em conta que os mercados estão aplicados a condições diferentes, e portanto a solução para um não é, obrigatoriamente, a mesma para o outro mercado. Contudo, será realizada uma avaliação intensiva para que sejam apresentadas alternativas fundamentadas e reais.

4.1 Análise PESTEL

4.1.1 *Political*

Em Portugal a política energética tem sido um dos principais temas discutidos pelos sucessivos governos de modo a reduzir o défice energético do país e por sua vez diminuir as importações de energia e aumentar a segurança energética. Um dos instrumentos utilizados ao longo dos tempos para atingir estes resultados tem sido a aposta em fontes de energia renovável, principalmente a hídrica e a eólica. Deste modo, no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para 2020 (PNAER 2020), o objetivo relativo à energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 é de 31% e para quota de eletricidade de base renovável em 2020 de 60%. Estas políticas têm como base as Diretivas da União Europeia e, hoje em dia, graças à aposta dos governos em medidas de apoio às renováveis, Portugal, em 2011, foi o quarto país na União Europeia com maior participação de fontes de energia renovável na matriz elétrica (Eurostat, 2013).

No caso específico da energia fotovoltaica, as medidas de incentivo têm sofrido oscilações que trouxeram instabilidade ao mercado, evento fundamental para que o mercado fotovoltaico em Portugal não se tenha desenvolvido como o esperado. A maior instabilidade tem sido provocada, principalmente, pela oscilação da tarifa bonificada e pelo limite anual de potência instalada. Em relação à tarifa bonificada, ao longo dos anos, os sucessivos governos têm mantido posições diferentes no apoio a energia fotovoltaica, o que tem impactos diretos no valor da tarifa. Além disso, a instabilidade da economia do país e a grande evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos também têm uma forte influência no valor da tarifa. Na figura 31 é possível verificar as várias alterações na tarifa bonificada na última década.

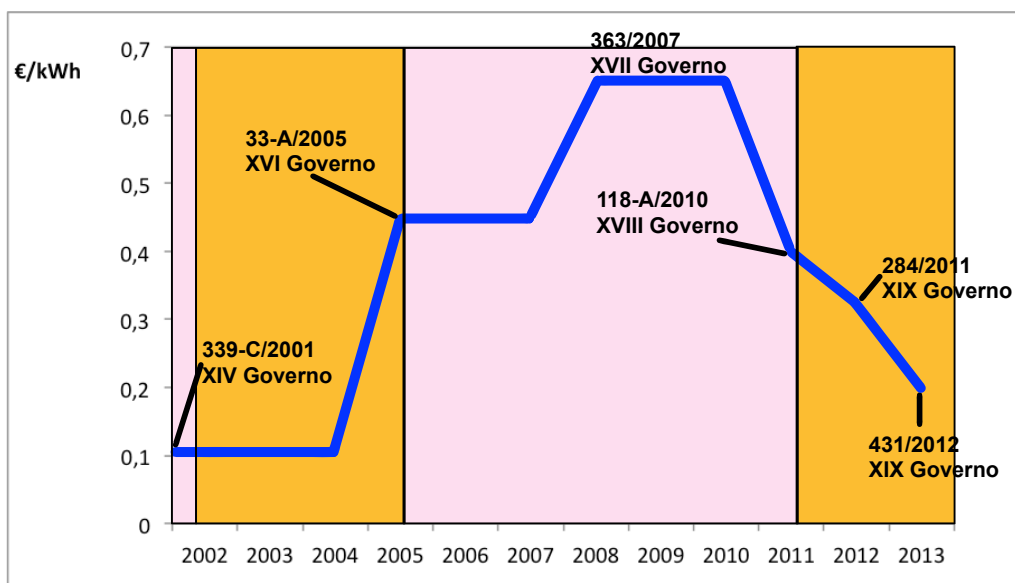


Figura 31 - Evolução da tarifa bonificada em Portugal. (Adaptado de: DL n.º 339-C/2001; DL n.º 33-A/2005; DL n.º 363/2007; DL n.º 118-A/2007; DL n.º 284/2011; DL n.º 431/2012)

No novo PNAER, a meta para potência instalada de sistemas fotovoltaicos foi diminuída de 1000 MW para 670 MW. Esta redução afetou todas as fontes de energia renovável e é justificada pela situação precária da economia e pela redução do consumo de energia. Esta redução não deverá ser vista como um desincentivo às fontes de energia renovável mas sim uma atualização das metas com base nas novas previsões de consumo em 2020. A redução do consumo, por um lado é resultado da conjuntura económica que levou a projeção de um PIB, em 2020, pelo menos 8% menor ao assumido no PNAER de 2010 e, por outro lado, à aplicação do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) que tem como objetivo principal a redução no consumo de energia primária em 25% e um objetivo específico para a Administração Pública de redução de 30% (Portugal, 2013).

O Brasil, resultado da sua escala continental, possui recursos naturais imensos, tanto renováveis como não renováveis. Nas duas categorias o Brasil apresenta-se como um dos países mundiais com maiores reservas, desde grandes reservas de petróleo, gás natural, urânio a um grande recurso solar, hídrico e eólico. Além disso, ao longo dos anos têm sido descobertas novas reservas de recursos não renováveis, como por exemplo as reservas de petróleo e gás natural na camada pré sal encontradas no litoral brasileiro. Apesar disso, a política energética praticada no país tem dado ênfase ao recurso hídrico como maior produtor de energia elétrica no país, tornando-se um dos países com maior peso das energias renováveis na matriz elétrica nacional. Por um lado este facto traz aspetos muito positivos, como a redução das emissões de gases com efeito de estufa e a utilização de recursos endógenos. Mas por outro lado, retira às restantes tecnologias renováveis espaço para que se possam desenvolver no país. O governo brasileiro utiliza como defesa, quando criticado pela não diversificação da matriz elétrica com outras fontes renováveis, a sua matriz elétrica "limpa" baseada na produção hídrica. Um exemplo deste tipo de argumento foi utilizado na conferência 3.º Inova FV (fotovoltaico), pelo Diretor de Competitividade Industrial do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio exterior (MDIC), Alexandre Comim, em que afirma que há "um horizonte importante de crescimento do sector fotovoltaico na matriz energética", mas apesar disso, como mais de metade da matriz elétrica brasileira é de origem renovável, não existe "urgência" para tal, como há para outros países como Estados Unidos, Alemanha e China (3.º Inova FV, 2013).

A posição do Governo brasileiro fica bem definida quando o Diretor do MDIC afirma "O interesse do Brasil na energia fotovoltaica é, sobretudo, um interesse industrial. O País tem uma grande oferta de silício de boa qualidade, já tem tecnologia desenvolvida nessa área para purificação do silício para grau metalúrgico".

A situação do Brasil como um país em desenvolvimento ou emergente também pode justificar que a aposta na tecnologia fotovoltaica não seja uma prioridade para o Governo. As prioridades políticas, hoje em dia, podem se focar noutras áreas como no desenvolvimento das infraestruturas ou dos

serviços. De facto, este tema é bastante atual como têm demonstrado as manifestações sociais realizadas nos últimos tempos contra a falta de investimento em serviços públicos, como no serviço nacional de saúde e de transportes. A população está revoltada pelos impostos pagos não estarem a ser investidos nestas áreas mas sim em outras que não trazem benefícios diretos, como nos estádios para o Mundial de futebol a realizar-se em 2014. Todavia, a energia fotovoltaica tem tido um papel importante na melhoria das condições de vida das populações residentes em zonas remotas através do programa Luz Para Todos. Aliás, a maioria da potência instalada no Brasil provém destes sistemas remotos, ao contrário da Europa onde a maioria dos sistemas estão conectados à rede.

No último ano foram criados mecanismos de apoio à energia solar fotovoltaico, como o incentivo a produção distribuída através da resolução normativa n° 482 da ANEEL em 2012, a portaria n° 226 que permite a energia solar participar num leilão de energia e alguns programas levados a cabo por determinados estados, que demonstram o interesse no desenvolvimento do mercado fotovoltaico no Brasil. Contudo, se comparada a outras fontes de energia renovável, a energia fotovoltaica tem recebido menos apoio por parte do Governo.

4.1.2 Economic

A economia portuguesa encontra-se numa situação precária devida, principalmente, ao elevado endividamento externo do país. Face a esta situação, o Governo de Portugal tem levado a cabo programas de austeridade de modo a honrar os compromissos com os seus credores e as instituições financeiras. Este facto, originou um grande abrandamento da economia, resultado da redução do poder de compra dos portugueses e, por conseguinte, estes têm dificuldade em investir em qualquer tipo de projeto. De salientar, que a maior parcela do investimento necessário para a implementação de um projeto em fontes de energia renovável está no investimento inicial e, portanto, o acesso ao crédito bancário é importantíssimo para o desenvolvimento e para o sucesso deste. Porém, devido à situação atual o acesso ao crédito é diversas vezes negado ou, quando aceite, com condições desvantajosas. Com este panorama é fácil de perceber que o mercado fotovoltaico em Portugal encontra-se numa situação bastante desfavorável.

O investimento estrangeiro no sector das energias renováveis em Portugal tem sido e continua a ser uma mais-valia para o desenvolvimento das fontes de energia renovável no país. Nesta situação encontram-se alguns projetos de centrais fotovoltaicas, como a Central fotovoltaica da Amareleja (46 MW).

As empresas em Portugal em conjunto têm capacidade de produção anual de sistemas fotovoltaicos de mais de 200 MW, o que significa que os seus maiores mercados são estrangeiros. Num possível aumento do mercado as empresas portuguesas terão capacidade de resposta à procura.

O mercado fotovoltaico brasileiro é praticamente inexistente comparado com outros mercados mundiais, facto derivado da fraca incorporação de sistemas fotovoltaicos no país. Estudando as experiências de países que hoje em dia possuem mercados fotovoltaicos desenvolvidos, como a Alemanha, Itália ou Estados Unidos, verifica-se que, numa primeira fase, só houve uma evolução da potência instalada e, por conseguinte, de um mercado, quando existiu a intervenção dos Governos a partir de mecanismos de incentivo. Tal aconteceu, também, com outras tecnologias renováveis no Brasil, como é o caso da energia eólica.

Um aspeto muito importante, que poderá ter impacto num mercado fotovoltaico brasileiro futuro, é a existência de uma das maiores reservas mundiais de quartzo, constituinte principal na produção de silício, no Brasil. Esta realidade poderá permitir ao Brasil tornar-se num dos principais produtores de matéria-prima para células fotovoltaicas a nível global. Do ponto de vista da cadeia de valor, este sector industrial pode, e talvez deva, ser complementado pela produção de células e módulos solares. Apesar disso, ainda é preciso investimento nesta área, pois o Brasil atualmente é um líder na produção de silício metalúrgico mas ainda não possui em território nacional tecnologia madura de purificação de silício até ao grau solar.

4.1.3 Social

As fontes de energia renovável em Portugal nos últimos anos têm sido alvo de grande discussão na opinião pública devido aos mecanismos de incentivo de que são privilegiadas. Normalmente, este tema está sempre presente quando se discute a temática das renováveis, mas com a presente situação económica portuguesa e com a diminuição do poder de compra da população esta questão é ainda mais debatida e a oposição ao financiamento das renováveis ganha força. De facto, os mecanismos de incentivo são suportados pelos contribuintes (especialmente os inseridos na Baixa tensão) e portanto esta questão deve ser totalmente esclarecida de modo a que estes fiquem cientes do que realmente pagam na sua conta de eletricidade. Por outro lado, de um modo geral, a população portuguesa devido a inúmeras ações de sensibilização, possui alguma sensibilidade em relação às questões ambientais, principalmente no que diz respeito ao aquecimento global, e percebem o papel das energias renováveis neste contexto.

Tal como o Brasil, mas numa escala menor, em Portugal existem diferenças na distribuição de riqueza no seu território. As regiões do litoral, como as grandes áreas metropolitanas do Porto e Lisboa, apresentam maiores índices de desenvolvimento, principalmente, devido à maior fixação da indústria nestes locais. Por conseguinte, as condições de vida, nomeadamente na menor taxa de desemprego, das populações nestas áreas são melhores em relação às populações do Centro Norte e Sul. O facto da energia fotovoltaica, e das energias renováveis em geral, estarem presentes em todo o território nacional poderá trazer benefícios para estas regiões onde a fixação da indústria e de investimento é menor.

Na secção anterior já foi referida a situação atual da economia e a realidade económica atual das famílias portuguesas. Devido a esta situação as diferenças entre classes sociais aumentou e, portanto, o acesso à microprodução a partir de fontes de energia renovável tornou-se ainda mais uma solução só para aqueles que, felizmente, ainda têm a possibilidade de realizar um investimento ou que ainda têm condições para solicitar crédito aos bancos.

No Brasil ainda existe uma grande desigualdade de rendimentos entre a população. Esta situação leva a que, por exemplo, o acesso à produção distribuída só seja uma realidade para uma pequena parte da sociedade. Outra questão que se coloca neste âmbito é a faturação dos custos com o incentivo das fontes de origem renovável a todos os consumidores, pois para aqueles com rendimentos inferiores a problemática com a segurança energética, com a poluição, etc. não são questões fundamentais como a nutrição, educação, saúde entre outras. Ou seja, é importante discutir se o peso das renováveis nas faturas de eletricidade deve ser igual para todos os contribuintes em países onde as desigualdades são bastante acentuadas, como é o caso do Brasil.

Ao longo da dissertação foi abordada a temática do sistema de transmissão no Brasil por este ser vasto e deter influência negativa na eficiência global do sistema elétrico. Na verdade este problema também atinge os consumidores do norte do país, pois pagam mais pela eletricidade em relação aos consumidores do sul. Esta questão está diretamente relacionada com o desenvolvimento dos estados do norte e nordeste. Estas situações mostram que a não diversificação da matriz elétrica, além de ser prejudicial para a segurança energética do país conduz a outras contrariedades como a da desigualdade tarifária.

A utilização de sistemas fotovoltaicos na electrificação de zonas rurais, como no programa Luz Para Todos, tem sido importantíssimo para aumentar a qualidade de vida das populações destas zonas que por viverem longe dos grandes centros urbanos não tinham acesso á rede pública de distribuição.

A informação sobre a tecnologia fotovoltaica e os benefícios que esta pode trazer para as populações ainda não está intrínseca na população brasileira. Contudo, existem alguns projetos interessantes como o programa "Minha Casa Minha Vida" que pretende instalar 2,1 MW divididos em 9146 painéis fotovoltaicos em residências familiares no estado da Baía. Este programa além de proporcionar às famílias a produção da sua própria energia também servirá como meio de divulgação da energia fotovoltaica para o resto da população.

4.1.4 Technological

A situação económica de um país reflete-se em todos os seus sectores. A ausência, ou a escassez, de verbas estatais para projetos de P&D (pesquisa e desenvolvimento) é o resultado da situação precária da economia. Se compararmos os projetos de P&D no Brasil e em Portugal e as condições económicas de ambos, percebemos o que leva a que a P&D em Portugal, hoje em dia, esteja a passar por uma fase delicada. Apesar escassez dos apoios, existe investigação na área da energia fotovoltaica em inúmeras Universidades e em algumas empresas do sector.

O governo brasileiro obriga as concessionárias de distribuição, transmissão e geração de energia a investir uma percentagem dos seus lucros em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Graças a isso, existe um programa de apoio à investigação de métodos de inserção da tecnologia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Além disso, a purificação de silício metalúrgico até ao grau solar tem sido alvo de grupos de pesquisa de empresas e Universidades brasileiras, com o objetivo de tornar o processo mais eficiente e, por sua vez, economicamente viável. Todavia, no panorama mundial a investigação brasileira em relação à tecnologia fotovoltaica ainda tem um grande espaço para crescer. Se compararmos a relação entre a produção de artigos científicos per capita verificamos que enquanto o Brasil apresenta $2,1 \cdot 10^{-6}$ artigos/per capita, na Alemanha correspondem $2,8 \cdot 10^{-5}$ artigos/per capita e em Portugal $1,2 \cdot 10^{-5}$ artigos/per capita, ou seja, o número de artigos produzidos per capita no Brasil é, aproximadamente, treze vezes menor que na Alemanha e cinco vezes menor que em Portugal (*Web of Science*, 2013).

4.1.5 Environmental

Tal como o Brasil, Portugal tem um recurso solar abundante e um dos maiores na Europa. Apesar disto, a produção de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos só representa, aproximadamente, 1% da energia elétrica produzida em Portugal.

As metas europeias, conhecidas por "20-20-20", que devem ser alcançadas em 2020 são: 20% de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990; 20% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto; 20% de redução do consumo de energia primária relativamente à projeção do consumo para 2020. Como país pertencente à União Europeia, Portugal também definiu as suas metas, anteriormente referidas, de modo a contribuir para a concretização destes objetivos Europeus. Neste contexto, a aposta na energia solar fotovoltaica em particular (e as fontes de energia renovável em geral) tem um papel fulcral neste compromisso.

O recurso solar brasileiro é muito superior ao dos países que hoje em dia apresentam mercados fotovoltaicos mais desenvolvidos, mostrando que a produção no Brasil poderá ser bastante mais rentável que nesses países se os custos dos sistemas fotovoltaicos diminuírem.

Além da redução da emissão de gases com efeito de estufa, a utilização de fontes de energia renovável, como a solar, poderá permitir a menor utilização da grande hídrica no fornecimento de energia elétrica. Hoje em dia, existe uma grande discussão em redor da problemática dos impactos das grandes hídricas em zonas como a Amazônia. A barragem de Belo Monte, na Amazônia, apesar de ter sido iniciado o seu projeto na década de 70 continua por construir e é alvo constantemente de grande discussão e oposição, sobretudo devido aos potenciais impactos ambientais que trará para a região, como a desmatção da floresta tropical, a inundação de terrenos pertencentes a populações locais e a destruição de biodiversidade.

4.1.6 Legal

Na atualidade, a legislação relacionada com a produção distribuída a partir de energia solar fotovoltaica encontra-se estagnada à espera de uma nova lei que de facto compreenda um real mecanismo de incentivo. Tendo em conta que o objetivo nacional para 2020 no novo PNAER é de 670 MW, que o limite de potência anual para a micro e miniprodução é de 11 e 30 MW, respetivamente, e que a potência instalada atualmente é 225 MW, algo deve ser mudado se as metas a que Portugal se comprometeu forem realmente para ser cumpridas. Tudo indica, que a nova legislação para a produção distribuída terá como principal novidade a alteração do atual mecanismo de incentivo, *feed-in tariff*,

para *net-metering*. A questão que se impõe neste momento é perceber qual a modalidade de *net-metering* que será escolhida pelo governo, principalmente no que diz respeito à venda da energia produzida em excesso.

No que diz respeito às possíveis centrais de maior porte, existe interesse estrangeiro na construção de algumas centrais em Portugal, apesar da concretização destes projetos dependerem dos acordos feitos pelo Estado e pelas empresas ou a possibilidade da realização de um leilão de potência, como já aconteceu no passado.

Apesar do grande potencial solar do Brasil ainda não existe legislação específica para a produção centralizada no país. A definição da legislação também abrange os mecanismos de incentivo por parte do governo à tecnologia. O interesse estrangeiro e nacional em investir na tecnologia fotovoltaica no Brasil, tanto na construção de centrais como na construção de fábricas para produção de componentes relativos aos sistemas, é bastante elevado, como podemos comprovar nas inúmeras notícias que aparecem nos órgãos de comunicação social. Mas este investimento só será consolidado quando existir uma política sólida no apoio ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Durante o ano 2012, com a resolução normativa n° 482 da ANEEL, foram criadas condições para a micro e miniprodução distribuída de energia elétrica a partir de sistemas solares fotovoltaicos. Contudo, este progresso não é suficiente para a o desenvolvimento de um mercado fotovoltaico interno. Os vários agentes do sector no Brasil, como a ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Electrónica) ou a ABENS (Associação Brasileira de Energia Solar), têm realizado propostas para a concretização de um leilão específico para a energia solar fotovoltaica como existiu para a energia eólica no início da sua implementação no Brasil. Este leilão é crucial para atrair o investimento estrangeiro e nacional, de modo a potencializar uma possível indústria fotovoltaica no país. O leilão de energia que realizar-se-á em Outubro de 2013 vai permitir a participação de empreendimentos fotovoltaicos, contudo este leilão também está aberto a outras fontes de energia mais competitivas que a energia solar fotovoltaica. Deste modo, a probabilidade de sucesso de um empreendimento fotovoltaico neste leilão será muito reduzida, pois outras fontes de energia mais desenvolvidas no mercado brasileiro irão concorrer em pé de igualdade com a tecnologia solar fotovoltaica.

Na tabela 14 e 15 estão apresentadas, resumidamente, as análises PESTEL da situação atual do mercado fotovoltaica no Brasil e em Portugal.

Tabela 14 - Análise PESTEL - Situação atual da energia fotovoltaica em Portugal.

<i>Political</i>	<i>Economic</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Política energética baseada nas fontes de energia renovável; • Inconsistência política no apoio à energia solar fotovoltaica; • PNAER e PNAEE. 	<ul style="list-style-type: none"> • Crise económica; • Planos de austeridade; • Perda de poder de compra; • Investimento estrangeiro.
<i>Social</i>	<i>Technological</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Insatisfação social devido aos custos associados ao apoio às fontes de energia renovável; • Sensibilidade social em relação ao Ambiente; • Desigualdade social; 	<ul style="list-style-type: none"> • Verbas reduzidas no apoio à investigação; • Desenvolvimento embrionário de alguma indústria tecnológica local (e.g. WS energia, magpower)
<i>Environmental</i>	<i>Legal</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Elevado recurso Solar; • Metas Europeias "20-20-20"; 	<ul style="list-style-type: none"> • Fraca Legislação com resposta lenta aos mercados mundiais (<i>Feed-in tariff</i>); • Instabilidade da legislação; • Espectativa de uma nova legislação (<i>net-metering</i>).

Tabela 15 - Análise PESTEL - Situação atual da energia fotovoltaica no Brasil.

<i>Political</i>	<i>Economic</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Matriz energética com base renovável (hídrica); • Interesse na indústria fotovoltaica; • Interesse reduzido na geração fotovoltaica; • País emergente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado quase inexistente; • Grandes reservas de quartzo; • Líder na produção de silício metalúrgico; • Interesse estrangeiro.
<i>Social</i>	<i>Technological</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Desigualdade social; • Desigualdade tarifária; • Baixa sensibilidade ambiental. • Programa Luz Para Todos; 	<ul style="list-style-type: none"> • P&D energia fotovoltaica; • P&D purificação do silício metalúrgico até ao grau solar.
<i>Environmental</i>	<i>Legal</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Elevado recurso Solar; • Redução das emissões de gases com efeito de estufa e de áreas inundadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzida legislação específica para a geração centralizada; • Burocracia; • Espectativas para a criação de um leilão específico; • Legislação relativa à geração distribuída (<i>net metering</i>).

4.2 Análise SWOT

4.2.1 Portugal

O mercado fotovoltaico português, apesar da existência de mecanismos de incentivo na última década, continua numa fase de desenvolvimento onde a intervenção do estado ainda é necessária. Como já foi referido, a introdução desta tecnologia na matriz elétrica proporciona inúmeras vantagens, como a redução das emissões de gases com efeito de estufa, a utilização de recursos endógenos, o fomento da utilização racional da energia ou a redução da dependência energética do país. Além destes benefícios, ainda cria emprego e riqueza. Contudo, só será possível o desenvolvimento do mercado se existir uma revisão da legislação nesta área, para que esta seja justa (que por um lado seja suficientemente atrativa para atrair investidores e que por outro não sobrecarregue os consumidores) e estável de modo a tornar-se credível para os investidores.

O mecanismo *feed-in tariff* em Portugal sofreu ao longo do tempo avanços e retrocessos, nomeadamente no valor da tarifa e na quota de ligação anual. Se analisarmos a legislação da microprodução, desde 2005 até ao final de 2012, a tarifa foi modificada cinco vezes e os limites de potência seis. Em qualquer sector estas alterações destabilizam o mercado, prejudicando o seu desenvolvimento e afastando possíveis investidores. Além deste facto, a tarifa bonificada sofreu ao longo dos anos de grande incoerência, ou seja, a tarifa variou de muito a pouco atraente num curto espaço de tempo.

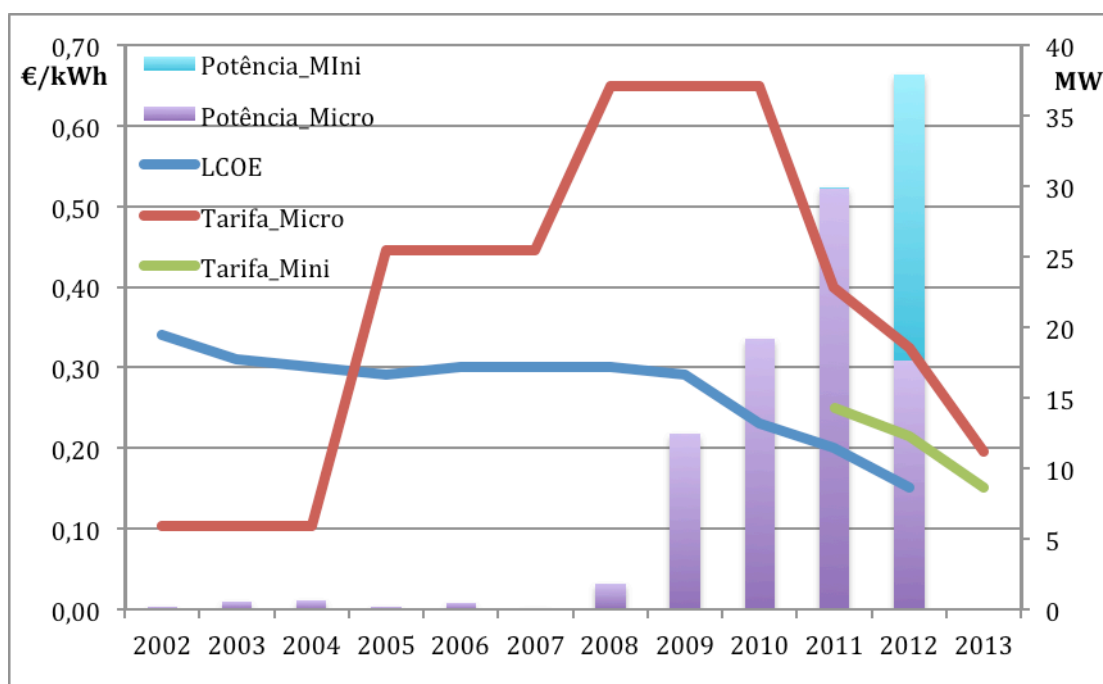


Figura 32 - Evolução da potência de micro e miniprodução instalada anualmente, das respectivas tarifas bonificadas e do LCOE dos sistemas fotovoltaicos em Portugal. (Adaptado de: (DGEG, 2013), (Renováveis na Hora, 2013), (Solarbuzz, 2013), (DL n° 339-C/2001; DL n° 33-A/2005; DL n° 363/2007; DL n° 118-A/2007; DL n° 284/2011; DL n° 34/2011; Portaria n° 284/2011; Portaria n° 285/2011; Portaria n° 430/2012; Portaria n° 431/2012)

Na figura 32, verifica-se a evolução da potência instalada na micro e miniprodução em comparação com as tarifas bonificadas respetivas e o LCOE (*Levelized cost of Energy* ou o custo da produção de energia através de sistemas fotovoltaicos) dos sistemas fotovoltaicos. É possível verificar, logo numa primeira análise, que as sucessivas legislações aprovadas pelos diferentes Governos trouxeram instabilidade ao mercado. A primeira legislação referente à miniprodução é datada de 2011 e portanto é a razão pela qual só é considerada a sua potência instalada anualmente a partir desse mesmo ano. Em

2012, a miniprodução teve um grande crescimento devido à legislação de 2011 ter trazido parâmetros precisos para este tipo de produção (principalmente a atribuição de uma quota anual ligação de 50MW), e portanto demonstra a importância de uma legislação concreta para o desenvolvimento de um mercado.

Na resolução deste estudo, foram considerados os seguintes parâmetros:

- Potência do sistema fotovoltaico: 1kW
- Taxa de O&M: 1% anual;
- Taxa de atualização: 3%;
- Irradiação solar média solar para Portugal (considerando a irradiação de Lisboa como um valor médio): 1600 kWh/ano/kWp (PVGIS, 2013);
- Produção média: 90%;
- Vida útil: 25 anos;
- Custo dos módulos fotovoltaicos fornecidos pela Solarbuzz (Solarbuzz, 2013).

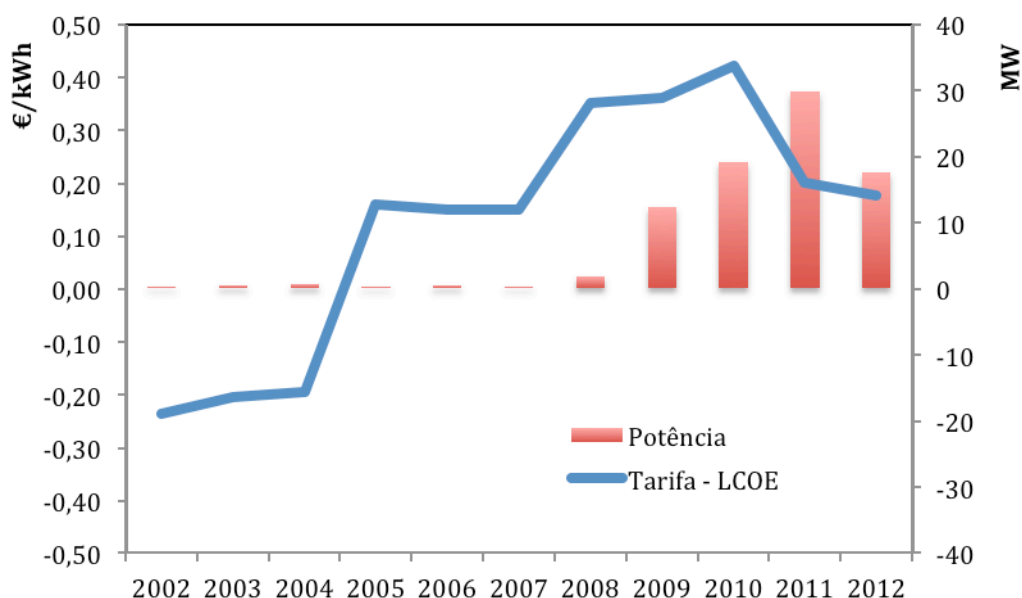


Figura 33 - Evolução da potência de microprodução instalada anualmente e da taxa de incentivo (Tarifa - LCOE) em Portugal. (Adaptado de: (DGEG, 2013), (Renováveis na Hora, 2013), (Solarbuzz, 2013), (DL n° 339-C/2001; DL n° 33-A/2005; DL n° 363/2007; DL n° 118-A/2007; DL n° 284/2011; DL n° 34/2011; Portaria n° 284/2011; Portaria n° 285/2011; Portaria n° 430/2012; Portaria n° 431/2012)

Na figura 33 é possível averiguar o impacto da taxa de incentivo, ou seja a diferença entre a tarifa bonificada e o LCOE, na potência de microprodução instalada anualmente. Verifica-se que o impacto da taxa de incentivo na potência instalada anual ocorre nos anos seguintes à implementação da legislação, provavelmente devido ao tempo que demora entre o pedido de atribuição de potência por parte dos investidores e o fim da instalação do sistema. Por exemplo, entre o início de 2008 e o fim de 2010 a tarifa bonificada não foi alterada e era bastante atraente, o que levou a um crescimento até 2011 da potência instalada anualmente. Em 2011 a tarifa bonificada foi reduzida, diminuindo a taxa de incentivo e por sua vez diminuindo a potência instalada em 2012.

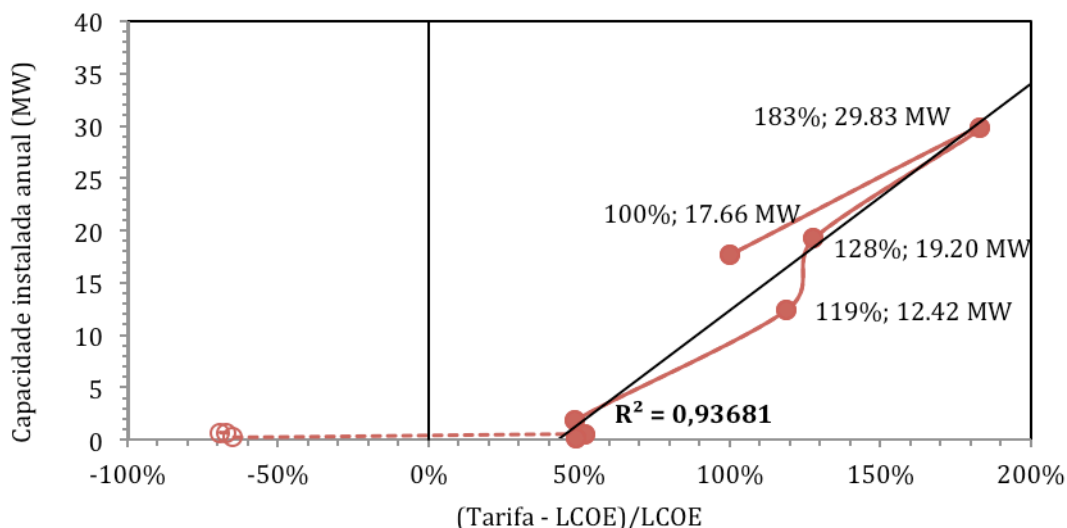


Figura 34 - Capacidade instalada no ano n em função da taxa de incentivo no ano n-1. Legenda: (taxa de incentivo no ano n-1 (%); potência instalada no ano n (MW)) (Adaptado de: figura 33)

A figura 34, baseada na figura 33, demonstra com grande clareza a relação entre a taxa de incentivo no ano n-1 e a potência instalada no ano n. De facto, quanto maior foi a taxa de incentivo no ano n-1, maior foi a potência instalada no ano n.

Além da taxa de incentivo, a quota de ligação anual também tem um papel fulcral na potência instalada anualmente.

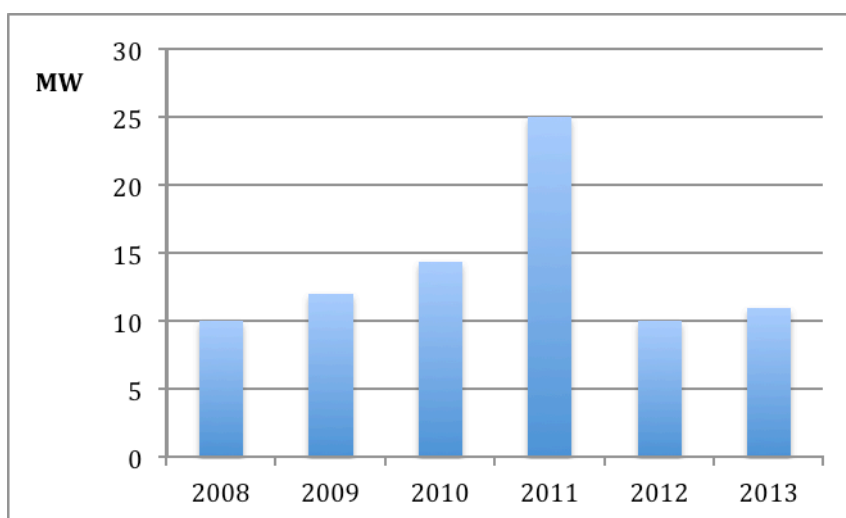


Figura 35 - Evolução da quota de ligação disponível anualmente para a microprodução em Portugal. (Adaptado de: DL n° 363/2007; DL n° 118-A/2007; DL n° 284/2011; DL n° 34/2011; Portaria n° 284/2011; Portaria n° 285/2011; Portaria n° 430/2012; Portaria n° 431/2012)

Ao analisar, na figura 35, a evolução das quotas de ligação disponíveis para cada ano e a relação anteriormente descrita entre a taxa de incentivo no ano n-1 e a potência instalada no ano n, parece haver uma contradição, pois a regra que a potência instalada num ano aumenta quando no ano anterior houve um aumento da taxa de incentivo, não aparenta ser verdadeira com o aumento da quota de ligação. No que diz respeito à quota de ligação, a tendência é que a potência instalada num ano aumente quando a quota de ligação disponível também aumenta no mesmo ano. A possível origem desta contradição pode estar no desenvolvimento das técnicas de resposta do mercado, ou seja, na diminuição do tempo entre a candidatura para a aquisição dos sistemas e a sua instalação e começo de funcionamento.

O ano de 2011, além de beneficiar de uma taxa de incentivo elevada no ano anterior, também beneficiou com o aumento de 10 para 25 MW do limite da quota anual de ligação. No ano de 2012, além da taxa de incentivo em 2011 ter sido diminuída, a quota anual de ligação foi reduzida novamente para 10 MW, e por conseguinte a potência instalada nesse ano foi menor.

Também é de salientar que as quotas anuais de ligação, excluindo a da última legislação, são divididas entre todas as fontes de energia renovável, mas apesar disso, os sistemas fotovoltaicos por serem aqueles mais atrativos para a micro e miniprodução têm arrecadado para si praticamente toda a potência disponível.

Contudo, outros critérios devem ser considerados quando se analisa a relação entre estes dois parâmetros, como a situação económica do país no determinado momento ou a capacidade de resposta da indústria nacional (desde a definição do projeto à instalação dos sistemas). Com esta análise, sabendo a situação económica do país, sabendo que a taxa de incentivo em 2013 diminuiu e que em 2013 a quota anual de ligação da micro e miniprodução é, respetivamente, de 11 e 30 MW, é de esperar, e como de facto as empresas do sector afirmam, que a potência instalada este ano sofrerá um decréscimo em relação a 2012.

De um modo geral é evidente que a legislação é fundamental no desenvolvimento do mercado fotovoltaico e que todos os parâmetros que a definem têm influência no rumo dos acontecimentos e que é essencial criar uma legislação justa e estável.

O custo da energia elétrica tem sido nos anos alvo de grande discussão em Portugal, sobretudo devido a três factores: CIEG; défice tarifário; aumento dos preços da energia elétrica. Como representantes de uma grande parte da matriz elétrica portuguesa, as fontes de energia renovável entram sempre neste debate.

Em primeiro lugar é necessário definir que as várias fontes de energia renovável situam-se em pontos diferentes de desenvolvimento em Portugal. Nos debates, a referência às fontes de energia renovável é sobretudo direcionada à energia eólica, essencialmente devido aos 4,2 GW de potência instalada em Portugal no final de 2012 (REN, 2013). A energia fotovoltaica, normalmente, ainda não é referenciada devido à sua baixa inserção na matriz elétrica (cerca de 225 MW instalados), mas como também é subsidiada pelos consumidores é fundamental esclarecer estas questões.

Os custos relacionados com as fontes de energia renovável estão inseridos na fatura de eletricidade nos parâmetros, que já foram anteriormente descritos, chamados de CIEG, Custos de Interesse Económico Geral. Esta parcela representa, para os consumidores de Baixa Tensão Normal (a maioria dos consumidores portugueses residenciais), 31% do total da fatura da eletricidade sem impostos. Estes 31% são constituídos por:

- Rendas pagas aos municípios - 21%;
- **Sobrecusto da Produção em Regime Especial (energias renováveis) - 9%;**
- Sobrecusto de Produção em Regime Especial (energias não renováveis) - 11%;
- **Sobrecusto da Produção em Regime Ordinário (centrais térmicas e hídricas) - 40%;**
- Sobrecusto das Regiões Autónomas - 13%;
- Outros custos - 7%.

(ERSE₂, 2013)

Ou seja, numa primeira análise, 9% dos CIEG, ou seja, aproximadamente 3% do total da fatura sem impostos, são da responsabilidade das energias renováveis. Contudo, o sobrecusto da produção em regime ordinário (40%) tem custos intrínsecos que são influenciados pela existência de energias renováveis. Neste sobrecusto estão inseridos os custos dos contratos de aquisição de energia (CAE), dos contratos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e os contratos de garantia de potência. Os CAE e os CMEC servem para compensar os investidores das centrais ordinárias (térmicas e hídricas) pelos desvios em relação às condições que foram acordadas nos contratos, realizados com o Estado, quando começaram a produzir, ou seja, quando eram consideradas centrais base/fulcrais no

fornecimento de energia elétrica em Portugal. No entanto, hoje em dia, com o surgimento de outras tecnologias, como as energias renováveis, as centrais ordinárias começam a ser menos necessárias e portanto a vender menos energia para rede. Mas como consequência dos CAE e CMEC são compensadas por rendas do estado pela energia que não estão a vender. Ou seja, quanto maior penetração renovável existir na matriz elétrica portuguesa maior são as remunerações às companhias detentoras das centrais ordinárias. Resumindo, estes contratos não trazem qualquer risco aos investidores, se as centrais forem necessárias, a central lucra com a venda de energia, se as centrais servirem só como *back-up* das renováveis lucram a partir das rendas estabelecidas nos CAE e CMEC.

Os contratos de garantia de potência têm como objetivo compensar os dias em que as centrais ordinárias estão desativadas mas em sobreaviso no caso de serem necessárias. Portanto é paga uma renda anual a estas centrais pelo Estado por este serviço de salvaguarda do sistema elétrico. Deste modo, para além do sobrecusto das energias renováveis, é sobrecarregada na tarifa elétrica dos consumidores os custos destes três contratos.

No entanto, são precisas centrais de *back-up* de modo a produzir energia elétrica quando as fontes de energia renovável não conseguem responder à energia solicitada pelo consumo. Sendo assim, é necessário existir legislação que procure estabelecer regras de modo a que os dois regimes possam coexistir sem sobrecarregar os consumidores. No último ano têm sido estudadas medidas pelo Governo de maneira a realizar cortes nas rendas em todos os sectores do sistema elétrico (2,5 mil milhões de euros até 2020 (sábado, 2013)) de modo a tornar o sistema elétrico economicamente sustentável.

Além destes custos, existe a questão do défice tarifário que inúmeras vezes é apontado como somente resultado das políticas energéticas no apoio às fontes de energia renovável. O défice tarifário é produto de uma decisão política que permite que os preços da energia elétrica num ano não reflitam os seus custos reais, evitando o aumento das tarifas e acumulando, para os anos seguintes, um défice que mais tarde ou mais cedo terá de ser pago, com juros, pelos consumidores. As energias renováveis têm aumentado o défice tarifário, tal e qual como outros sectores da energia têm o feito, como os sobrecustos com a produção ordinária (influenciados pelo o aumentos dos combustíveis fósseis), a distribuição e a transmissão. O facto é que apesar dos custos do sistema estarem, em geral, todos a aumentar, esse facto não tem influenciado a tarifa da energia elétrica e portanto está-se a pagar um valor inferior ao real, e portanto é inevitável o aumento do défice. O défice tarifário está embutido na fatura da luz na parcela "outros custos" dos CIEG.

De um modo geral, os custos de produção das energias renováveis tendem a reduzir-se e portanto a fração do défice tarifário correspondente às fontes de energia renovável e dos sobrecustos da produção em regime especial também devem seguir essa tendência. Além disso, não se deve menosprezar os custos ambientais que as centrais convencionais possuem e que não estão contabilizados nos seus custos de produção. Como referido no segundo capítulo, as fontes de energia renovável pela sua característica limpa, abrangem no seu custo de produção o preço de não emitir gases com efeito de estufa.

O aumento das tarifas da energia elétrica é resultado, principalmente, das situações anteriormente referidas. São questões sensíveis que devem ser analisadas de modo a construir-se um mercado energético equilibrado entre as fontes de energia renovável e as restantes tecnologias de produção. Como foi referido anteriormente, a energia solar fotovoltaica em Portugal ainda não possui o impacto suficiente na matriz elétrica para que sejam levantadas questões deste género, mas é importante discuti-las hoje, para amanhã não se cometerem os mesmos erros.

Devido a todas estas situações, e principalmente devido à falta de esclarecimento da população (nível de escolaridade portuguesa menor que a média Europeia) e de algumas medidas tomadas por Governos passados na promoção das energias renováveis de uma maneira desequilibrada, hoje em dia, a opinião pública portuguesa possui uma atitude menos favorável à temática das fontes de energia renovável que a população de outros países Europeus. O facto dos portugueses, segundo estudos da Comunidade Europeia, estarem com menor predisposição para pagar mais pela energia elétrica oriunda das fontes de energia renovável do que a média Europeia é um dado que pode provar que a imagem das energias renováveis está algo denegrida no seio da opinião pública portuguesa (Fonseca *et*

al., 2012). Contudo, outros factos influenciam a opinião pública e que portanto devem ser tidos em conta, como a crise económica que se vive em Portugal e a cobertura, por vezes negativa, da comunicação social sobre este tema.

O mercado fotovoltaico em Portugal encontra-se estagnado, principalmente, devido à legislação referente à produção distribuída e à situação precária da economia. Uma nova legislação para a produção distribuída está a ser estudada e o mercado espera com grande ansiedade que seja suficientemente atraente para que surjam novos investidores e que o mercado volte a ter alguma dinâmica. A nova legislação, em princípio, trará um novo mecanismo, o *net-metering*. Este mecanismo, que já foi apresentado nesta dissertação, consiste na produção de energia elétrica para autoconsumo do produtor, para além de quando existe um excesso de produção, a energia é injetada na rede e por sua vez remunerada conforme a quantidade e quando o sistema não produz o suficiente para os gastos do produtor, este recorre à rede para satisfazer o seu consumo. A grande incógnita que se impõe neste momento é qual o método de remuneração que a nova legislação irá apresentar. Até há um ano, através deste mecanismo, mais utilizado nos Estados Unidos, a energia injetada na rede era remunerada ao preço da tarifa da rede, mas hoje em dia, com o preço atual dos módulos e o desenvolvimento da tecnologia, o custo de produção de energia elétrica a partir dos sistemas (LCOE) é menor que o preço da tarifa da rede, e portanto a venda ao preço desta, inclui em si só um mecanismo de incentivo. É importante referir, que só o facto do produtor poder injetar toda a energia que produz em excesso na rede é também um mecanismo de incentivo. A perspetiva é que a tarifa de venda da energia em excesso seja mais baixa que a tarifa da rede, mas suficientemente justa para que seja economicamente atrativa para possíveis investidores. Ou seja, o que o Governo procura é criar uma tarifa justa de modo a que os consumidores, que não possuem os sistemas, não sejam sobrecarregados com custos elevados na fatura de eletricidade e que seja suficientemente lucrativa, para que os produtores tenham retorno dos investimentos realizados na instalação dos sistemas. Ainda existem outras incógnitas sobre este novo mecanismo a aplicar em Portugal, como a obrigatoriedade ou não do pagamento da parcela do uso global do sistema presente na tarifa da rede elétrica ou a quota de ligação anual que a nova legislação irá trazer. Hoje em dia, a quota de ligação é reduzida (11 MW para a microprodução e 30 MW para a miniprodução) para que exista um mercado fotovoltaico em Portugal. Todavia, com aplicação do mecanismo de *net-metering*, o custo para o Estado/consumidores tornar-se-á menor, logo a quota de ligação anual poderá ser aumentada.

Os compromissos de Portugal resultantes das metas da União Europeia "20-20-20" estão bem definidos no PNAER e PNAEE (25% de redução do consumo de energia primária; participação de 31% das fontes de renováveis no consumo final bruto de energia; 60% da produção de energia elétrica via fontes de energia renovável). A energia fotovoltaica tem características que se enquadram perfeitamente nas estratégias que devem ser definidas de modo a alcançar estes objetivos. A utilização desta tecnologia, principalmente no formato de produção distribuída, aumenta a eficiência do sistema devido à produção *in-situ* da energia necessária ao consumo, auxiliando assim a meta de redução do consumo de energia primária e as metas propostas relativas à participação das fontes de energia renovável na matriz elétrica.

As empresas portuguesas na área, devido à fraca procura nacional de sistemas fotovoltaicos, têm apontado os seus esforços para o mercado exterior, onde têm conseguido garantir o escoamento dos seus produtos (APISOLAR, 2012). Contudo, devido à forte concorrência de outros mercados mais competitivos, como o asiático, medidas devem ser tomadas de modo a proteger a indústria nacional. Atualmente, a União Europeia, e Portugal inclusive, têm vindo a cobrar elevadas taxas na importação de painéis e componentes fotovoltaicos provenientes da China. Esta medida tem levantado grande controvérsia no mercado mundial pois não incentiva a livre comercialização de produtos, por outro lado a China é acusada de realizar *dumping* de modo a aumentar as suas exportações. É um tema sensível que deve ser analisado com as devidas cautelas pois Portugal ao impor taxas elevadas a produtos fotovoltaicos provenientes da China pode correr o risco de ver os seus produtos também altamente taxados quando pretender exportar para este país, sendo a China um dos maiores consumidores de produtos portugueses e Portugal hoje em dia necessitar, mais do que nunca, de aumentar as suas exportações.

No âmbito das centrais de maior porte existem investidores estrangeiros e nacionais com interesse no desenvolvimento de projetos que dependem de acordos com o Governo para o seu sucesso.

Tabela 16 - Análise SWOT do mercado fotovoltaico português.

<i>Strengths</i>	<i>Weaknesses</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso Solar; • Políticas incentivadoras das fontes de energia renovável; • Empresas consolidadas na área da energia fotovoltaica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Instabilidade da legislação; • Reduzida quota de ligação anual relativa à produção distribuída;
<i>Opportunities</i>	<i>Threats</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Interesse estrangeiro e nacional; • Nova legislação (<i>net-metering</i>); • PNAER e PNAEE. 	<ul style="list-style-type: none"> • Crise económica; • Conflitos entre as fontes de energia renovável e as centrais convencionais; • Incredibilidade social das fontes de energia renovável. • Importação de componentes fotovoltaicos do mercado asiático.

4.2.2 Brasil

A análise que se pode realizar sobre o mercado fotovoltaico brasileiro é baseada no que se pode obter com a aplicação de uma política de incentivos. Não é possível fazer uma avaliação dos resultados da recente legislação à geração distribuída porque ainda se encontra numa fase inicial de implementação. Contudo, podemos fazer uma análise daquilo que poderá suceder ao mercado se forem tomadas certas e determinadas ações. A fixação de empresas nacionais e internacionais relacionadas com a tecnologia fotovoltaica de modo a criar um mercado competitivo, depende de possíveis medidas que o Governo estabeleça no futuro.

A ideia que a energia solar fotovoltaica é a única solução para a problemática da diversificação da matriz elétrica brasileira, não é defendida nesta dissertação. O que se defende nesta dissertação é que, primeiro a diversificação deveria ser um tópico principal na política energética do país, de modo a fortalecer a sua segurança energética e a melhorar a eficiência do sistema elétrico, e segundo que a energia solar fotovoltaica é uma das soluções para essa diversificação. Além disso, a criação de um mercado fotovoltaico conduziria a benefícios ambientais, económicos e sociais.

A redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, em especial dos módulos, tem sido uma constante nos últimos anos tornando o custo de geração cada vez mais próximo das tarifas da eletricidade e, portanto, cada vez mais competitiva. Consequentemente, a ideia que a geração fotovoltaica está longe de ser competitiva, que levou a não introdução da tecnologia no PROINFA, hoje em dia, começa a não ser uma realidade. Por este motivo, é que é defendida nesta dissertação e pelos agentes apoiantes da energia fotovoltaica no Brasil, que este é o momento para oferecer uma oportunidade ao mercado de realizar um leilão específico. Também é verdade, que as fontes de energia renovável não devem ser incentivadas monetariamente durante toda a sua existência, para não sobrecarregar a despesa pública e os contribuintes, mas como tem acontecido ao longo dos tempos em todos os países, a intervenção dos Governos é fundamental na inserção de uma nova tecnologia no mercado.

Os benefícios que a criação de um leilão específico poderia trazer ao Brasil são inúmeros e abrangem várias áreas. Economicamente, a criação do leilão poderia atrair investidores nacionais e estrangeiros, aproveitando a crise instalada, principalmente, na Europa e nos Estados Unidos onde os incentivos têm vindo a ser reduzidos. O inevitável aumento da potência instalada resultado da realização do leilão,

resultaria no interesse de instalação de indústria especializada no país, como resposta à procura. Esta nova indústria permitiria que a cadeia produtiva dos sistemas pudesse ser exclusivamente realizada no país beneficiando a economia nacional e o consumidor final, pois encaminharia para a redução do custo dos sistemas. Em sintonia com uma, possível, indústria fotovoltaica, a indústria de produção de silício de grau solar também poderia se desenvolver, tanto para fornecer o mercado nacional como o internacional, tornando assim o Brasil num país chave no mercado fotovoltaico mundial. Além da indústria fotovoltaica específica, outras indústrias que de uma maneira ou outra se relacionam com os sistemas fotovoltaicos, como fabricantes de estruturas metálicas, de inversores, material elétrico, etc. poder-se-iam desenvolver. Toda esta dinâmica em volta do mercado fotovoltaico proporcionaria ao Governo a arrecadação de impostos, que inclusive poderiam compensar os investimentos iniciais na promoção da tecnologia no país.

Socialmente, a criação de emprego e a necessidade de formação de quadros especializados, talvez sejam os benefícios mais diretos com a criação de um mercado. A indústria brasileira em geral está mais concentrada no Sul do país, maioritariamente, devido ao facto desta região deter os maiores centros urbanos, como São Paulo e Rio de Janeiro. O facto dos estados do Nordeste terem maior recurso solar e menores recursos hídricos poderia atrair mais potência para esta zona e, conseqüentemente, a instalação da indústria fotovoltaica na mesma, criando emprego e desenvolvimento. Com a evolução do mercado e a redução dos custos para o consumidor final, a aquisição de sistemas para eletrificação rural também se tornaria mais acessível para as populações nas zonas remotas do país que, normalmente, possuem menor poder de compra, melhorando assim as suas condições de vida. Deste modo, a redução dos custos tornaria a tecnologia fotovoltaica mais competitiva em relação a outras técnicas de eletrificação rural tornando possível o aumento da participação da tecnologia fotovoltaica no programa Luz Para Todos. Além disso, o próprio programa poderia ser uma ferramenta para incentivar a fixação de indústria no Brasil através da maior utilização de sistemas fotovoltaicos para atingir os objetivos pretendidos.

Hoje em dia, um dos assuntos mais discutidos em todo o mundo é o aquecimento global proveniente da emissão de gases com efeito de estufa. Por esta razão a maioria dos países tem criado medidas para reduzir a emissão desses gases principalmente por programas que incentivam a eficiência energética e as energias renováveis. Além destas iniciativas, a sensibilização da população para esta problemática é muito importante pois o consumo de energia dos países depende diretamente dos hábitos das pessoas, ou seja, quanto mais enraizado na população estiver a ideia de eficiência energética, menor serão os consumos e menores serão os impactos no ambiente derivados da geração de energia. O mecanismo de *net metering* utilizado no Brasil para a geração distribuída é um caso de sucesso no mundo no combate ao desperdício de energia, tão comum em todas residências familiares. Ora vejamos, uma habitação com um sistema fotovoltaico instalado transforma-se num negócio para o seu proprietário, pois toda a eletricidade que produzir e não utilizar será lucro. Portanto, o produtor quanto menos eletricidade consumir na sua habitação, ou seja, quanto mais eficiente for, maiores serão os seus lucros. Além disto, a geração no local de consumo, por si só, torna o processo muito mais eficiente. Agora imaginemos esta mentalidade numa escala global e chegamos à conclusão que os sistemas fotovoltaicos poderão tornar o mundo energeticamente mais eficiente.

A geração fotovoltaica centralizada (e as fontes renováveis em geral) também tem um papel importante na tentativa de tornar o sistema elétrico brasileiro mais eficiente. Normalmente, as centrais deste tipo estão localizadas mais perto dos centros urbanos, ao contrário das grandes centrais hídricas. A proximidade das centrais reduz as perdas na transmissão da energia elétrica, tornando assim o sistema mais eficiente.

A regulação da produção distribuída foi o primeiro, e importante, passo na introdução da energia fotovoltaica no país. Porém, o mecanismo de incentivo para a produção distribuída escolhido pelo governo brasileiro (*net metering* com base em créditos) poderá não ser suficientemente atrativo para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico brasileiro. Como está referido no primeiro capítulo desta dissertação, a atratividade dos mecanismos está diretamente relacionada com a expansão dos mercados fotovoltaicos e portanto, tendo em conta que o mercado brasileiro encontra-se numa fase inicial de desenvolvimento a aplicação de um mecanismo mais atraente possivelmente seria uma melhor opção. Além disso, outras medidas terão de ser tomadas nesta área, principalmente no âmbito de tornar a

produção distribuída acessível a todos os consumidores e não só aqueles com maior poder de compra. Outra questão pertinente relacionada com a regulação da produção distribuída no Brasil é impossibilidade dos condomínios possuírem um gerador comum. Num país onde grande parte da população reside em grandes centros urbanos é fundamental que a legislação seja mais flexível nesta questão.

Tabela 17 - Análise SWOT do mercado fotovoltaico brasileiro.

<i>Strengths</i>	<i>Weaknesses</i>
<ul style="list-style-type: none">• Recurso Solar;• Reservas de quartzo;• Capacidade de investimento.	<ul style="list-style-type: none">• Mercado inexistente;• Reduzida legislação;• Reduzida sensibilização da população.
<i>Opportunities</i>	<i>Threats</i>
<ul style="list-style-type: none">• Interesse estrangeiro e nacional;• Silício grau solar.• Luz Para Todos.	<ul style="list-style-type: none">• Fraco apoio e interesse governamental;• Elevada penetração hídrica na matriz elétrica.

5. Conclusões

5.1 Propostas de mecanismos de incentivos

As propostas que se seguem são baseadas nas análises realizadas anteriormente. É importante lembrar que, pelo facto de Portugal possuir maior experiência no mercado fotovoltaico, as lições e consequentes propostas apresentadas têm como base principal a experiência portuguesa, apesar de terem também em consideração todo o percurso realizado até então pelo mercado brasileiro. Também é de salientar a instabilidade e a imprevisibilidade características do mercado fotovoltaico devido ao facto de depender de inúmeras variáveis e portanto, o que hoje poderá ser uma proposta viável, amanhã poderá já não ser verdade. Contudo, as propostas que se seguem foram construídas de maneira a salvaguardarem essas vulnerabilidades. Assim sendo serão apresentadas dois tipos de propostas. As primeiras são direcionadas a ambos os países, pois são a base para o sucesso de um mecanismo de incentivo, enquanto as segundas são direcionadas a características específicas de cada um dos mercados.

5.1.1 Propostas comuns

- **Definição de metas e criação de uma política estável.**

A estabilidade é fulcral para o desenvolvimento de um mercado e por sua vez para a atração de investidores na micro e miniprodução, na produção centralizada e sobretudo na cadeia produtiva. As políticas de incentivo devem possuir horizontes superiores à duração dos mandatos dos Governos, de modo a criar a estabilidade pretendida. A definição de metas reais e sólidas são a principal ferramenta na construção de políticas estáveis e duradouras, assim, é da maior importância que o Brasil defina o que pretende em relação à energia fotovoltaica para que o mercado fotovoltaico se possa desenvolver de maneira sustentável. É importante que faça corretamente esta avaliação para não cometer os mesmos erros de Portugal. Como já foi referido, o facto de Portugal não ter definido corretamente as suas estratégias levou a que o mercado fotovoltaico nunca se tenha desenvolvido como o pretendido, apesar de já existirem mecanismos de apoio há mais de uma década. Portanto, é necessário que o Brasil determine se pretende apostar no desenvolvimento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, se pretende ser simplesmente produtor de painéis fotovoltaicos ou ambas as situações. A última opção parece ser a mais lógica perante os recursos invejáveis que possui, desde do recurso solar às reservas abundantes de quartzo. Por outro lado, os sucessivos Governos portugueses deverão definir definitivamente uma política que principalmente tenha como característica principal a durabilidade. As metas já foram definidas no PNAER, apesar de terem sido alteradas por uma vez, portanto o próximo passo é a definição de mecanismos estáveis onde as únicas modificações sejam relativas à sua atualização em relação à evolução da tecnologia fotovoltaica, ou seja, à respectiva curva de aprendizagem.

- **Difusão da tecnologia fotovoltaica**

A imagem das fontes de energia renovável em Portugal encontra-se algo denegrida devido à falta de esclarecimento da população e, por vezes, à conotação negativa com que a comunicação social a representa. Assim, é de importância máxima que sejam esclarecidos dois aspectos fundamentais. Primeiro, divulgar o papel importante e os benefícios que as fontes de energia renovável trazem para Portugal e segundo, tornar mais simples e de acesso fácil a informação relativa à constituição das tarifas de eletricidade, para que os consumidores saibam exatamente o que estão a pagar pelas diferentes fontes de energia renovável e pelas restantes componentes da tarifa. Estando a energia fotovoltaica num estágio inicial no Brasil é importante que a divulgação dos seus benefícios e dos seus impactos na tarifa também seja realizada desde já para que a população esteja familiarizada logo de início com a tecnologia e para que o seu desenvolvimento seja mais acelerado e menos polémico. Assim, é indispensável a disseminação da informação em todos os meios de comunicação disponíveis, como escolas, universidades, comunicação social, etc..

- **Apoio à indústria.**

A indústria fotovoltaica europeia não consegue competir com os preços reduzidos dos sistemas fotovoltaicos chineses. Este facto tem levado a que a União Europeia crie taxas elevadas à importação destes sistemas de modo a proteger a indústria, contudo esta é uma atitude bastante arriscada principalmente para Portugal onde o mercado Chinês é um dos maiores clientes dos produtos portugueses. Porém, sendo as práticas de *dumping* praticadas pela indústria chinesas verdadeiras, Portugal, em conjunto com a União Europeia, deve tomar medidas de modo a penalizar técnicas fraudulentas e proteger a sua indústria. Além disso, a importação leva a que os investimentos realizados nos mecanismos de incentivo em Portugal, e na Europa em geral, sejam transferidos para outros mercados e assim a finalidade de desenvolver os mercados nacionais não é atingida. Deste modo, também é importante que o governo brasileiro crie políticas de apoio à indústria fotovoltaica, nomeadamente na relacionada com a purificação do silício, de maneira a que as divisas gastas no apoio a esta tecnologia não sejam direcionadas para além fronteiras. O Brasil possui uma das maiores indústrias de silício metalúrgico mundiais devido às abundantes reservas de quartzo existentes no país. Sabendo que a maioria dos painéis fotovoltaicos comercializados hoje em dia são constituídos por silício cristalino e que a tendência é que continuem a ser líderes do mercado, o investimento na purificação do silício até ao grau solar deve ser uma realidade. Apesar dos apoios já existentes, principalmente à investigação e desenvolvimento de tecnologias inovadoras na purificação do silício, o governo deverá dar continuidade aos investimentos nesta área de modo a aproveitar a oportunidade em aberto. Concluindo, o potencial da indústria fotovoltaica no Brasil é elevado e tem condições para competir com o mercado Chinês devido, principalmente, à elevada capacidade de investimento do país no desenvolvimento da tecnologia purificação do silício até ao grau solar, que possibilitará a instalação de toda a cadeia produtiva no país.

5.1.2 Portugal

- **Alteração do mecanismo de incentivo (*Net metering*).**

A evolução da tecnologia fotovoltaica nos últimos anos tornou o mecanismo de *net metering* mais atraente, tendo em conta o custo atual de produção a partir de sistemas fotovoltaicos em Portugal (LCOE) e a tarifa atual da rede. O mecanismo atual encontra-se numa situação de estagnação e portanto é importante criar um mecanismo novo de maneira a impulsionar o mercado. O mercado fotovoltaico português encontra-se ainda numa fase de desenvolvimento, e portanto nesta dissertação, defende-se que a remuneração da energia elétrica produzida em excesso pelos sistemas residenciais deverá ser monetária, de modo a tornar o mecanismo mais atraente e incentivar a instalação de sistemas. A escolha deste mecanismo foi escolhida de modo a ir ao encontro das necessidades atuais do país, pois, por um lado, o estado necessita de reduzir a sua despesa mas, por outro, também necessita de medidas que impulsionem a sua economia. Assim, o mecanismo de *net metering* reduz a despesa para o estado, pois só a energia produzida em excesso é remunerada, e ao mesmo tempo incentiva a aquisição de sistemas, devido ao facto de atualmente o mecanismo em questão ser bastante atraente. Além disso, como já foi referido, este mecanismo potencia a eficiência energética reduzindo o consumo, ajudando assim a atingir as metas definidas no PNAEE.

- **Aumento da quota de ligação anual.**

A quota de ligação é, talvez, a questão mais importante a ser resolvida. A quota de ligação anual atual para a micro e miniprodução de 11 e 30 MW respetivamente é, sem dúvida, reduzida e pouco ambiciosa. De modo a criar um mercado interno esta deve ser aumentada, além de que com quota atual as metas para 2020 propostas pelo Governo no PNAER serão difíceis de atingir. Com a mudança do mecanismo de incentivo referido anteriormente, os custos para o estado com o aumento da quota de ligação serão menores se o mesmo aumento fosse realizado com o mecanismo de *feed-in tariff* atualmente em vigor, pelas razões discutidas na proposta anterior. Assim sendo, com a mudança para o mecanismo de *net metering* a quota de ligação poderá ser aumentada sem grandes repercussões na economia portuguesa.

- **Equilíbrio do sistema elétrico.**

As questões que opõem as fontes de energias renováveis e as fontes ordinárias devem ser resolvidas de modo a tornar o sistema elétrico português mais eficiente. Principalmente, devem ser revistos os CAE, os CMEC e os contratos de garantia de potência das centrais ordinárias pois estão a tornar o sistema elétrico mais dispendioso devido à relação que têm com o aumento da potência renovável na matriz elétrica nacional.

5.1.3 Brasil

- **Leilão específico.**

A criação de um leilão específico permitiria o desenvolvimento do mercado fotovoltaico devido à criação de empresas especializadas. Tal como aconteceu em Portugal, onde a energia fotovoltaica ganhou maior relevância com a construção de algumas centrais fotovoltaicas, a instalação de empresas especializadas no país levou a que os custos dos sistemas fossem reduzidos, transformando os sistemas de micro e miniprodução em investimentos lucrativos para os produtores e por conseguinte aumentando assim a potência instalada. Além da experiência portuguesa, o Brasil deve analisar o que se sucedeu com o mercado eólico no seu território. Graças à criação de leilões específicos os custos da energia eólica têm vindo a reduzir-se consideravelmente, tornando-se nos dias de hoje numa tecnologia mais competitiva.

- **Construção de um mecanismo de incentivo para a micro e miniprodução mais atrativo.**

O custo de produção de energia através de sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil ainda é elevado, o que torna o investimento nestes pouco atrativos mesmo com o mecanismo de incentivo já em operação. Sendo assim, sabendo a capacidade de investimento de uma economia em expansão como a brasileira, um mecanismo mais agressivo, ou seja, mais atraente poderia ser uma hipótese para dar início ao mercado fotovoltaico residencial no Brasil. Tal como a criação de um leilão específico, esta medida seria uma medida inicial como tentativa de incentivar o investimento, reduzindo o apoio à medida que os custos da tecnologia baixassem, resultado esperado com o desenvolvimento do mercado. Um mecanismo *feed-in tariff* mais atrativo como realizado pelo anterior governo português poderia ser uma solução para aumentar o investimento em sistemas fotovoltaicos. Contudo, é importante voltar a reforçar que o mecanismo português apesar de atrativo não refletiu os resultados esperados, sobretudo devido à reduzida quota de ligação permitida anualmente resultante do poder de investimento reduzido do estado português na última década.

- **Luz Para Todos.**

O programa Luz Para Todos tem sido fundamental para o desenvolvimento de zonas remotas no Brasil e a tecnologia fotovoltaica uma das ferramentas utilizadas para alcançar esse objectivo. Por esta razão, a maior utilização de sistemas fotovoltaicos neste programa poderá servir para a fixação de indústria especializada para responder à procura. Assim, a escolha desta solução para a eletrificação remota em detrimento de outras poderá, além do objectivo principal de melhorar as condições de vida das populações, desenvolver a indústria fotovoltaica brasileira.

5.2 Considerações finais

O objetivo global desta dissertação foi "analisar e comparar os diferentes mecanismos de incentivos à energia fotovoltaica testados ou em implementação em Portugal e no Brasil, para poder melhor compreender as suas virtudes e desafios, de modo a poder recomendar alternativas para ambos num futuro próximo", o qual foi atingido através do estudo e da análise detalhada de diferentes referências bibliográficas de diversos autores e organizações públicas e privadas. O resultado final é um documento que poderá ser relevante para diferentes fins, desde de referência para futuras pesquisas ou para potenciais interessados em aprofundar os seus conhecimentos na temática dos mecanismos de incentivos e dos mercados fotovoltaicos nos respectivos países.

Da análise e comparação realizada, é possível concluir que ambos os mercados fotovoltaicos encontram-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento e que precisam de alterações nos mecanismos de incentivo a utilizar se o objectivo dos respectivos governos seja a criação de um mercado relevante. Contudo, o mercado fotovoltaico brasileiro é aquele que se encontra numa fase mais embrionária e, portanto, é fulcral que as estratégias a tomar sejam construídas a partir de uma análise detalhada do mercado envolvente e das experiências de outros mercados. Assim, as lições retiradas da experiência portuguesa são informações preciosas para a tomada de decisão do atual Governo brasileiro. Da experiência portuguesa há uma característica que sobressalta das restantes, a instabilidade governativa. Os mecanismos de incentivo em Portugal existem há mais de uma década, mas apesar deste facto, o mercado continua numa fase de desenvolvimento, como já foi referido anteriormente. Este acontecimento tem como principal causa as inúmeras e contrastantes políticas tomadas pelos diferentes Governos, principalmente no que diz respeito à atratividade do mecanismo e ao limite legal permitido de potência instalada anualmente. Toda esta situação trouxe instabilidade ao mercado, afastando potenciais investidores em todos os segmentos do mercado, desde da microprodução à produção de componentes. Assim sendo, é fundamental que o Governo brasileiro defina concretamente qual o futuro que pretende para o mercado fotovoltaico e só posteriormente defina os mecanismos de incentivo a utilizar de modo a alcançar esses objetivos. Porém, é de grande interesse para o Brasil o desenvolvimento deste mercado devido ao imenso recurso solar que possui e também às grandes reservas de quartzo que dispõem. Assim sendo, e comparando novamente com o caso português, é primordial numa primeira fase que os mecanismos de incentivo sejam relativamente mais atrativos para que o mercado se desenvolva. Tal como foi realizado pelo anterior Governo português (mas em circunstâncias diferentes, pois a diferença de potencial de investimento entre os dois países é abrupta, o que tornou esta estratégia impopular devido à crise económica vivida então em Portugal) uma abordagem mais agressiva no incentivo poderia ser útil para o desenvolvimento inicial do mercado fotovoltaico, ou seja, medidas como o mecanismo *feed-in tariff* utilizado em Portugal e a criação de um leilão específico para a instalação de centrais fotovoltaicas de maior porte (em Portugal as centrais centralizadas foram fundamentais para o desenvolvimento inicial do mercado fotovoltaico) poderiam ser ferramentas importantes na criação do mercado pretendido. Como consequência do desenvolvimento do mercado fotovoltaico interno, a indústria de purificação de silício até grau solar no Brasil poderá desenvolver-se a partir da indústria de silício de grau metalúrgico e ocupar um papel importante na produção de células fotovoltaicas a nível global. O estágio do mercado português encontra-se alguns passos mais avançado que o brasileiro, principalmente devido a alguma indústria fotovoltaica presente no país que tornou o custo de produção a partir dos sistemas mais competitivo e portanto, hoje em dia, não é necessário um mecanismo de incentivo tão agressivo como o que se propôs para o Brasil. O que o mercado português necessita particularmente é de uma política estável, que não sobrecarregue a economia do país e que permita o aumento da quota de ligação anual. No seguimento destas necessidades, o mecanismo de *net metering* torna-se o mais adequado para a situação atual do país e para o desenvolvimento do mercado.

Além do objetivo principal da dissertação, os mecanismos de incentivos, a sua aceitação na promoção da tecnologia fotovoltaica, e das fontes renováveis em geral, pela opinião pública também foi abordada, chegando-se à conclusão que tanto no caso português como no brasileiro a divulgação desta tecnologia é fundamental para que a população fique ciente dos benefícios ambientais e económicos para os respetivos países. Em Portugal este tema é controverso, principalmente devido ao peso destes mecanismos na fatura de eletricidade dos consumidores, e portanto é crucial que estes custos sejam

detalhadamente apresentados para que a imagem das energias renováveis não seja denegrida. No Brasil, este tema torna-se fulcral tendo em conta as contestações sociais que se sucederam este ano, motivadas, entre outras razões, pelo desconhecimento da população sobre onde os seus impostos foram aplicados, tornando-se fundamental que os custos com os mecanismos de incentivos e o retorno desse investimento sejam de fácil consulta para toda a população, de modo a não permitir que existam dúvidas sobre as intenções no apoio a esta tecnologia.

Em abordagens futuras sobre o mesmo tema seria interessante analisar outros mercados mundiais, como por exemplo o Alemão, Japonês ou Americano, de modo a aumentar o leque de possibilidades para desenvolver o mercado fotovoltaico no Brasil e em Portugal. Além disso, o estudo de potenciais áreas de negócio, dentro do mercado fotovoltaico, que poderiam ser favorecidas pela interação entre os dois países, Portugal e Brasil, também seria um tema interessante a desenvolver em futuros estudos.

6. Referências

- 3º Inova FV - *Workshop de Inovação para o Estabelecimento do Sector de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. Campinas, Brasil 5-6 Março de 2013. Disponível em: www.iei-la.org/inovafv/index.php.
- ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica (2013). *Números do sector*. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/> [Consultado: 20.05.2013]
- ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2012). *Proposta para a Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz elétrica Brasileira*. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf> [Consultado: 23.11.2012]
- ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas (2013). *Conheça a ABNT*. Disponível em: http://www.abnt.org.br/m3.asp?cod_pagina=929 [Consultado: 07.06.2013]
- ANEEL - Associação Nacional de Energia Elétrica (2013). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/> [Consultado: 01.03.2013]
- ANEEL₁ - Associação Nacional de Energia Elétrica (2013). *Tarifa Média por Classe de Consumo e por Região*. Disponível em: http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampRegCC.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1 [Consultado: 28.05.2013]
- APISOLAR - Associação Portuguesa da Indústria Solar (2012). *A realidade dos fabricantes de sistemas solares fotovoltaicos: o que se faz em Portugal*. Disponível em: <http://www.apisolar.pt/pt/noticias/fotovoltaico-noticias/396-a-realidade-dos-fabricantes-de-sistemas-solares-fotovoltaicos-o-que-se-faz-em-portugal> [Consultado: 09.05.2013]
- APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis (2013). *APREN e QUERCUS analisam dados da produção de eletricidade em 2012. Mais Eólica, menos renováveis, mais emissões*. Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/comunicado_conjunto_apren_e_quercus_balanco_2012_com_graficos.pdf [Consultado: 11.04.2013]
- Ayoub, N. and Yuji, N., 2012. Governmental intervention approaches to promote renewable energies - Special emphasis on Japanese feed-in tariff. *Energy Policy*, 43(0), pp.191-201.
- BIG - Banco de Informações de Geração da ANEEL (2013). *Capacidade de Geração do Brasil*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> [Consultado: 29.07.2013]
- BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Económico e Social (2013). *Inovação*. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Inovacao/ [Consultado: 25.05.2013]
- Brasil - Governo do Brasil (2013). *Portal Brasil*. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/> [Consultado: 01.03.2013]
- Brasil₁ - Governo do Brasil (2013). *Densidade populacional*. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infograficos/densidade-populacional/view> [Consultado: 13.03.2013]
- Brazilenergy - Brazilenergy S. A (2013). *Perfil do setor*. Disponível em: www.brazilenergy.com.br/portfolio/brazil-wind/perfil-do-setor/ [Consultado: 20.05.2013]
- Brito, M. C., Serra, J. M., Maia Alves, J., Lobato, K. and Vallêra, A., 2009. Evaluation of the implementation of PV feed-in law in Portugal. *Proceedings of the 24th EPVSEC*, Hamburgo, Alemanha 2009.
- Candelise, C., Winskel, M. and Gross, R. J. K., 2013. The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26(0), pp.96-107.

Cardoso, A. S., 2007. *Remuneração de Energias Renováveis Em Portugal*. Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa. Disponível em:

<https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/154631/1/Dissertacao.pdf> [Consultado: 03.04.2013]

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2013). *Setor elétrico*. Disponível em:

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afzLoop=214851421549000#%40%3F_afzLoop%3D214851421549000%26_adf.ctrl-state%3D10h3gznhit_80 [Consultado: 22.03.2013]

CE - Comissão Europeia (2013). *Livros Verdes / Livros Brancos*. Disponível em:

http://ec.europa.eu/green-papers/index_pt.htm#1996 / http://ec.europa.eu/white-papers/index_pt.htm. [Consultado em: 03.04.2013]

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (2009). *Produção de Silício de Grau Solar no Brasil*.

Disponível em: <http://www.cgee.org.br/busca/ConsultaProdutoNcomTopo.php?f=1&idProduto=5605> [Consultado: 02.04.2013]

Cronemberger, J., Caamaño-Martin, E. and Sánchez, S. V., 2012. Assessing the solar irradiation potencial for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes - Making the case for Brazil. *Energy and Buildings*, 55(0), pp.264-272.

DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia (2013). *A Missão da DGEG*. Disponível em:

<http://www.dgeg.pt/> [Consultado: 08.04.2013]

DGEG₁ - Direcção Geral de Energia e Geologia (2013). *Estatísticas Rápidas - Renováveis Janeiro de 2013*. Disponível em:

<http://www.dgeg.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?tipo=0&id=13539&ambiente=WebSiteMenu,%20http://www.dgeg.pt/wwwbase/raiz/mlkReservadoHwnd.aspx?mlkid=a2zvnk45bum3gpek3ez35k3g?screenwidth=1280&mlkid=a2zvnk45bum3gpek3ez35k3g&menucb=1> [Consultado: 18.04.2013]

EDP - Energias de Portugal (2013). *História da Marca*. Disponível em:

<http://www.edp.pt/pt/aedp/sobreaedp/marcaEDP/Pages/HistoriaMarca.aspx> [Consultado: 10.04.2013]

EDP Distribuição (2013). *Quem Somos*. Disponível em:

<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/edpDistribuicao/Pages/aEDPDistribuicao.aspx> [Consultado: 10.04.2013]

EDP₁ - Energias de Portugal (2013). *Sistema Elétrico Português*. Disponível em:

<http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx> [Consultado: 10.04.2013]

EIA - Energy Information Administration (2010). *Annual Energy Outlook 2011*.

Envolverde - Envolverde, Jornalismo & Sustentabilidade (2012). *Energia eólica: um sector que caminha com as próprias pernas - Entrevista com Elbia Melo, presidente da Abeeólica*. Disponível em:

www.envolverde.com.br/rse/energia-eolica-um-setor-que-caminha-com-as-proprias-pernas-entrevista-com-elbia-melo-presidente-da-abeeolica/ [Consultado: 20.05.2013]

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2012). *Balanço Energético Nacional 2012*. Disponível em:

https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2012.pdf [Consultado: 19.03.2013]

EPE₁ - Empresa de Pesquisa Energética (2013). *Balanço Energético Nacional 2013*. Disponível em:

https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2013_Web.pdf [Consultado: 05.07.2013]

EPE₂ - Empresa de Pesquisa Energética (2012). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Disponível em:

http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf [Consultado: 23.11.2012]

EPIA - European Photovoltaic Industry Association (2013). *World's solar photovoltaic capacity passes 100-gigawatt landmark after strong year*. Disponível em:

http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapressreleases/130211

[_PR_EPIA_Market_Report_2012_FINAL_01.pdf&t=1375208530&hash=56d055eb9139f73656d293523a1ed532c38febd7](#) [Consultado: 20.04.2013]

EPIA₁ - European Photovoltaic Industry Association (2013). *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013 - 2017*. Disponível em: <http://www.epia.org/news/publications/global-market-outlook-for-photovoltaics-2013-2017/> [Consultado: 08.05.2013]

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2013). *Eletricidade*. Disponível em: <http://www.erse.pt/PT/ELECTRICIDADE/Paginas/default.aspx> [Consultado: 10.04.2013]

ERSE₁ - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2012). *Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013*. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/Tarifas%20SE%202013.pdf> [Consultado: 11.04.2013]

ERSE₂ - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2013). *Composição dos Preços de Eletricidade, incluindo os Custos de Interesse Económico Geral*. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/precosdeeletricidade/Documents/Apres%20Composi%C3%A7%C3%A3o%20Pre%C3%A7os%20Electricidade%20\(CIEG\).pdf](http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/precosdeeletricidade/Documents/Apres%20Composi%C3%A7%C3%A3o%20Pre%C3%A7os%20Electricidade%20(CIEG).pdf) [Consultado: 12.04.2013]

Eurostat - European commission, eurostat (2013). *Electricity generated from renewable sources*. Disponível em: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do?dvsc=9> [Consultado: 10.06.2013]

FIESP - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (2013). *Calcule sua nova conta de luz*. Disponível em: <http://www.energiaaprecojusto.com.br/> [Consultado: 28.05.2013]

Fonseca, S., M. Truninger, L. Junqueira, A. Delicado (2012). "Socio-technical consensus and controversies about renewable energy."

Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M. and Vance, C., 2010. Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy*, 38(8), pp.4048-4056.

Garcia-Olivares, A., Ballabrera-Poy, J., García-Ladona, E. and Turiel, A., 2012. A global renewable mix with proven technologies and common materials. *Energy Policy*, 41(0), pp.561-574.

Green, A. M., 2001. Third Generation Photovoltaics: Ultra-high Conversion Efficiency at Low Cost. *Progress Photovoltaic: Research And Applications* 9, pp123-135

Green, A. M., 2011. Quo Vadis Silicon photovoltaics? *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.

Huang, M.-Y., Alavalapi, J. R. R., Carter, D. R. and Langholtz, M. H., 2007. Is the choice of renewable portfolio standards random? *Energy Policy*, 35(11), pp.5571-5575.

Huntington, H. (2009). Creating jobs with "Green" power sources. *Energy Modeling Forum*. Disponível em: <http://emf.stanford.edu/files/pubs/22522/OP64.pdf> [Consultado: 03.07.2013]

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (2013). *Coordenação Geral de Acreditação - Cgcre*. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/credenciamento/> [Consultado: 07.06.2013]

IPAC - Instituto Português de Acreditação (2013). *A Acreditação*. Disponível em: <http://www.ipac.pt/ipac/funcao.asp> [Consultado em: 07.06.2013]

IRENA - International Renewable Energy Agency (2011). *Renewable Energy Jobs: Status, Prospects & Policies*. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RenewableEnergyJobs.pdf> [Consultado: 26.06.2013]

Jannuzzi, G. d. M. and de Melo, C. A., 2013. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, 17(1), pp.385-401.

- Jenner, S., Groba, F. and Indvik, J., 2013. Assessing the strenght and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52(0), pp385-401.
- Lambert, R. J. and Silva, P. P., 2012. The challenges of determining the employment effects of renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), pp.4667-4674.
- Llera, E., Scarpellini, S., Aranda, A. and Zabalza, I., 2013. Forecasting job cration from renewable energy deployment through a value-chain approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21(0), pp.262-271.
- Marques, A. C. and Fuinhas, J. A., 2012. Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries. *Renewable Energy*, 44(0), pp.109-118.
- Marques, A. C. and Fuinhas, J. A., 2012. Is renewable energy effective in promoting growth? *Energy Policy*, 46(0), pp.434-442.
- Martins, F. R., Pereira, E. B., Silva, S. A. B., Abreu, S. L. and Colle, S., 2008. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. *Energy Policy*, 36(8), pp.2853-2864.
- Metcalf, G. E., 2006. Federal Tax Policy Toeards Energy. *National Bureau of Economic Research*. Disponível em: http://www.nber.org/papers/w12568.pdf?new_window=1 [Consultado:03.07.2013]
- MME - Ministério de Minas e Energia (2013). *Programa Luz Para Todos*. Disponível em: <http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/asp/> [Consultado: 16.03.2013]
- MME₁ - Ministério de Minas e Energia (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pne_2030/PlanoNacionalDeEnergia2030.pdf [Consultado: 14.05.2013]
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2013). *Sistema de Transmissão Horizonte - 2013*. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_sistema_transmissao.aspx [Consultado: 14.05.2013]
- Portugal - Diário da República Electrónico (2013). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, Diário da República, 1ª série, n.º 70, 10 de Abril de 2013*. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2013/04/07000/0202202091.pdf> [Consultado em: 10.04.2013]
- Pottmaier, D., Melo, C. R., Sartor, M. N., Kuester, S., Amadio, T. M., Fernandes, C. A. H., Marinha, D. and Alarcon, O. E., 2013. The Brazilian energy matrix: From a materials science and engineering perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19(0), pp.678-691.
- PV magazine (2013). *Italian FIT payments stop in July*. Disponível em: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/italian-fit-payments-to-stop-in-july_100011819/#axzz2aSZrKdtZ [Consultado: 24.06.2013]
- PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System (2012). *Photovoltaic Solar Electricity Potencial in Europe Countries*. Disponível em: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PVGIS_EU_201204_publication.png [Consultado: 12.04.2013]
- REN - Redes Energéticas Nacionais (2013). *Dados Técnicos Eletricidade*. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Eletricidade%20-%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202012.pdf> [Consultado: 06.04.2013]
- REN₁ - Redes Energéticas Nacionais (2013). *O Setor Elétrico*. Disponível em: http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5 [Consultado: 10.04.2013]
- Renováveis na Hora (2013). *Sistema de registo de microprodução / Sistema de registo de miniprodução*. Disponível em: http://www.renovaveisnahaora.pt/c/document_library/get_file?uuid=c766b32a-37f6-4f93-b7e9-f6750103683c&groupId=13360/ http://www.renovaveisnahaora.pt/c/document_library/get_file?uuid=3e56bfb0-f6f2-4d62-9f2f-7a1c46e52f02&groupId=13360 [Consultado: 16.05.2013]

- RIMA - Grupo RIMA (2013). *Silício Metálico*. Disponível em: http://www.rima.com.br/htmls/div_silicio_metalico.html [Consultado: 02.04.2013]
- Sábado (2013). *Álvaro Santos Pereira anuncia corte adicional de 500 milhões nas rendas de energia*. Disponível em: <http://www.sabado.pt/Arquivo/%C3%A9Altima-Hora/Dinheiro/Alvaro-Santos-Pereira-anuncia-corte-adicional-de-5.aspx> [Consultado: 20.06.2013]
- Salamoni, I. T., 2009. *Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica*. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/92659/270188.pdf?sequence=1> [Consultado: 27.02.2013]
- Sarasa-Maestro, C. J., Dufo-López, R. and Bernal-Agustín, J. L., 2013. Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy Policy*, 55(0), pp.317-328.
- Sawin, J. L. (2004) 'National Policy Instruments', International Conference for Renewable Energies, Bonn.
- Silva, M., Bermann, C., Fearnside, P. M., Milikan, B., Baitelo, R., Cabral de Sousa Jr, W., Rey, O., Franco Moreira, P., Kishinami, R., Equipa do ISA, Pitta Ribeiro, L., Franco Moreira, C., Bara Neto, P., Rosmarin, H., 2012. *O sector elétrico brasileiro e a sustentabilidade no século 21: Oportunidades e Desafios*. 2ª ed. Brasília: International Rivers.
- SM Insight - Strategic Management Insight (2013). *PEST & PESTEL Analysis*. Disponível em: <http://www.strategicmanagementinsight.com/tools/pest-pestel-analysis.html> [Consultado:17.05.2013]
- SM Insight₁ - Strategic Management Insight (2013). *SWOT Analysis*. Disponível em: <http://www.strategicmanagementinsight.com/tools/swot-analysis-how-to-do-it.html> [Consultado:17.05.2013]
- Solarbuzz (2013). *Module Pricing*. Disponível em: <http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/module-prices> [Consultado: 14.05.2013]
- Vachon, S. and Menz, F. C., 2006. The role of social, political, and economic interests in promoting state green electricity policies. *Environmental Science & Policy*, 9(7-8), pp.6652-6662.
- Web of Science - Web of knowledge (2013). *Web of Science*. Disponível em: <http://apps.webofknowledge.com/> [Consultado: 17.07.2013]
- Yamamoto, Y., 2012. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and purchase and sale. *Solar Energy*, 86(9), pp2678-2685.

Legislação relevante

Brasil

- Resolução Normativa nº 77 de 18 de Agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>
- Resolução Normativa nº 271 de 3 de Julho de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf>
- Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Resolução Normativa nº 493 de 5 de Junho de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>
- Resolução Normativa nº 517 de 11 de Dezembro de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>
- Portaria nº226 de 5 de Julho de 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2013226mme.pdf>

Portugal

Decreto-Lei n° 189 de 27 de Maio de 1988. Disponível em: http://www.igf.min-financas.pt/leggeraldocs/DL_189_88.htm

Decreto-Lei n° 168 de 18 de Maio de 1999. Disponível em: http://www.igf.min-financas.pt/leggeraldocs/DL_168_99_CODIGO_EXPROPRIACOES.htm#REPUBLICACAO

Decreto-Lei n° 339-C de 29 de Dezembro de 2001. Disponível em: <http://www.dre.pt/pdfs/%5C2001%5C12%5C300A01%5C00020003.pdf>

Decreto-Lei n° 33-A de 16 de Fevereiro de 2005. Disponível em: <http://dre.pt/pdfs/2005/02/033A01/00020009.pdf>

Decreto-Lei n° 225 de 31 de Maio de 2007. Disponível em: <http://www.dre.pt/pdfs/2007/05/10500/36303638.pdf>

Decreto-Lei n° 363 de 2 de Novembro de 2007. Disponível em: <http://dre.pt/pdfs/2007/11/21100/0797807984.pdf>

Portaria n° 1057 de 15 de Outubro de 2010. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2010/10/20100/0453504536.pdf>

Anúncio de procedimento n° 4835 de 22 de Outubro de 2010. Disponível em: <http://dre.pt/pdfgratiscp/2010/10/206/403848987.pdf>

Decreto-Lei n° 118-A de 25 de Outubro de 2010. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2010/10/20701/0000200015.pdf>

Decreto-Lei n° 34 de 8 de Março de 2011. Disponível em: <http://www.dre.pt/pdfs/2011/03/04700/0131601325.pdf>

Portaria n° 284 e 285 de 28 de Outubro de 2011. Disponível em: <http://www.dre.pt/pdfs/2011/10/20800/0472604727.pdf>

Portaria n° 430 e 431 de 231 de Dezembro de 2012. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2012/12/25200/0732607326.pdf>

Decreto-Lei n° 25 de 19 de Fevereiro de 2013. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2013/02/03500/0103701058.pdf>

Resolução do Conselho de Ministros n° 20 de 10 de Abril de 2013. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2013/04/07000/0202202091.pdf>