

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
SANTA CATARINA  
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

**DIEGO AZEVEDO CARDOSO**

**COMPARAÇÃO DAS POLÍTICAS DE INCENTIVO  
BRASILEIRA E PORTUGUESA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**FLORIANÓPOLIS, 15 DE DEZEMBRO DE 2017.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
SANTA CATARINA  
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

**DIEGO AZEVEDO CARDOSO**

**COMPARAÇÃO DAS POLÍTICAS DE INCENTIVO  
BRASILEIRA E PORTUGUESA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Instituto Federal de  
Educação, Ciência e Tecnologia de  
Santa Catarina como parte dos  
requisitos para obtenção do título de  
Tecnólogo Sistemas de Energia.

Professor Orientador: Rubiapiara  
Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.

**FLORIANÓPOLIS, 15 DE DEZEMBRO DE 2017.**

Diego Azevedo Cardoso

Comparação Das Políticas De Incentivo Brasileira E Portuguesa Na Geração Distribuída: Um Comparativo Entre Brasil e Portugal/ Diego Azevedo Cardoso; orientação de Rubiara Cavalcante Fernandes - Florianópolis, SC, Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Campus Florianópolis. CST em Sistemas de Energia. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Geração Distribuída. 2. Microgeração. 3. Minigeração. 4. Comercializador de energia.
5. Smart Grid. I. Fernandes, Rubiara Cavalcante. II. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. III. Comparação Das Políticas De Incentivo Brasileira e Portuguesa na Geração Distribuída

**COMPARAÇÃO DAS POLÍTICAS DE INCENTIVO BRASILEIRA E  
PORTUGUESA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**DIEGO AZEVEDO CARDOSO**

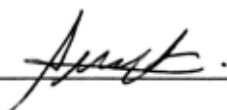
Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Tecnólogo em Sistemas de Energia e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas de Energia do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 15 de dezembro, 2017.


Banca Examinadora:



Prof. Rubiara Cavalcante Fernandes, D. Eng. – IFSC - Orientador



Prof. Ricardo Luiz Alves, D. Eng. - IFSC



Prof. Daniel Tenfen, D. Eng. - IFSC

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, pelo seu apoio. Ao meu orientador, pelo incentivo e grande oportunidade que me foi dada ao participar do projeto ELECON, conhecendo outras culturas e maneiras de lidar com as questões que temos e teremos em nosso sistema elétrico. Fico grato também pela oportunidade de crescimento oferecida pela instituição de ensino, assim como seu corpo docente que fez parte dessa caminhada.

## RESUMO

O objetivo deste trabalho é demonstrar a abordagem das políticas que incentivaram o consumidor na reeducação e obtenção de energia através de fontes renováveis - como a instalação de um painel solar, que foram adotadas em outros países, no intuito de otimizar a transmissão da mesma, diminuindo a carga das linhas de transmissão, caracterizados em nosso território por ficarem demasiado longe da demanda devido sua natureza. Além disso, a geração distribuída pode aliviar a necessidade imediata de investimentos em grandes obras, dando uma margem maior para planejamento. A evolução natural da geração distribuída, além de transformar a forma como a energia chega e sai das unidades consumidoras através do uso de medidores inteligentes pode, mais adiante, oferecer respaldo às formas recentes do manuseio da mesma, como casas inteligentes e usinas virtuais (VPPs).

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Redes Inteligentes. Resposta à Demanda. Incentivo à Geração Distribuída.

## **ABSTRACT**

This work's goal is to point out the approach of the incentive policies for consumers' re-education and giving them options to produce their own energy through renewable sources – as solar panels, which was adopted in other countries' to optimize the power transmission, decreasing the TLs loads, featured in our country for being too far from the consumers for their hydric nature. In addition, distributed generation can minimize the need for investments in great Works, giving a better planning time. The natural evolution of the distributed generation, beyond the way energy comes and goes from consumers' units through smart meters may, later on, offer support to the newer ways to handle it, like smart homes and virtual power plants.

**Key-words:** Dispersed Generation. Smart Grids. Demand Response. Incentives to Distributed Generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Número de micro e minigeradores até 29/11/2017 .....	29
Figura 2 - Conexões por modalidade até 29/11/2017.....	30
Figura 3 - Conexão por tipo de fonte até 29/11/2017 .....	31
Figura 4 - Potência instalada por classe até 29/11/2017 .....	32
Figura 5 – Forma organizacional do SEN.....	36
Figura 6 - Evolução da energia renovável em Portugal.....	39
Figura 7 - Relação de oferta e procura.....	41
Figura 8 - Formação do preço final.....	42
Figura 9 - UPP .....	45
Figura 10 - UPAC .....	46



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LT – Linha de Transmissão (LTs)

VPP – *Virtual Power Plant* (Usinas Virtuais)

MWh - Megawatt-hora

kWh – Kilowatt-hora

kWp – Kilowatt-pico

UC – Unidade Consumidora

tep: Tonelada Equivalente de Petróleo

CE – Comunidade Europeia

DL – Decreto Lei

UPP – Unidade de Pequena Produção

UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo

VRES - Valores Anuais de Referência Específicos

CUR – Comercializador de Último Recurso

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

PL – Projeto de Lei

DL – Decredo-Lei

REN – Resolução Normativa

DGEG - Direção Geral de Geologia e Energia

SERUP - Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção

CE – Comunidade Europeia

CEE – Comunidade Econômica Europeia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

MME – Ministério de Minas e Energia

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROCEL EDIFICA - Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ICMS – Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

PIS - Programa de Integração Social

PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

SIN – Sistema Elétrico Integrado Nacional

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

RRC – Regulamento de Relações Comerciais

FTR – Direitos de Transmissão Financeira

EIA – Estudo de Impacto Ambiental

DIA – Declaração de Impacto Ambiental

AIA – Avaliação de Impacto Ambiental

PDA - Proposta de Definição de Âmbito

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	PROBLEMA DA PESQUISA .....	16
1.2	JUSTIFICATIVA.....	16
1.3	OBJETIVO GERAL.....	17
1.4	METODOLOGIA .....	17
1.5	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	18
<b>2</b>	<b>PRODUÇÃO NACIONAL POR FONTES ALTERNATIVAS.....</b>	<b>19</b>
2.1	EXPERIÊNCIA NACIONAL – INCENTIVOS .....	20
2.1.1	<b>Proinfa.....</b>	<b>20</b>
2.1.2	<b>Benefícios do Proinfa .....</b>	<b>21</b>
2.1.3	<b>Marcos Legais .....</b>	<b>21</b>
2.1.4	<b>PL Nº 167, de 2013 .....</b>	<b>22</b>
2.1.5	<b>REN 482/2012.....</b>	<b>23</b>
2.1.6	<b>Sobre a possibilidade de danos causados à rede: ..</b>	<b>24</b>
2.1.7	<b>REN 687/2015.....</b>	<b>24</b>
2.2	PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA - PROGD.....	26
2.3	PROJEÇÕES PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	29
2.3.1	<b>Projeções.....</b>	<b>32</b>
2.4	CONSIDERAÇÕES SOBRE INCENTIVOS .....	33
2.5	MEDIDORES.....	34
2.6	MUDANÇAS NOS MEDIDORES.....	34
2.7	PRODIST.....	35
<b>3</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS.....</b>	<b>36</b>

3.1	MATRIZ ENERGÉTICA DE PORTUGAL .....	37
3.2	FONTES RENOVÁVEIS.....	38
3.2.1	<b>Energia Eólica</b> .....	38
3.3	PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL - PRE .....	39
3.4	MERCADO IBÉRICO DA ENERGIA ELÉTRICA - MIBEL ...	40
3.5	MERCADO GROSSISTA .....	40
3.6	MERCADO RETALHISTA .....	40
3.7	MERCADO DIÁRIO .....	41
3.8	LEILÕES DE PRE (PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL) .....	43
3.9	LEILÕES IPE (INDICADORES DE PERFORMANCE ENERGÉTICA).....	43
<b>4</b>	<b>POLÍTICAS DE INCENTIVO EM PORTUGAL .....</b>	<b>45</b>
4.1	UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO - UPP.....	45
4.2	UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO - UPAC .....	46
4.3	BREVE HISTÓRICO DAS POLÍTICAS UTILIZADAS (PORTUGAL / CE) .....	46
4.3.1	<b>Diretiva 2001/77/CE, do Parlamento Europeu</b> .....	47
4.4	A ANULAÇÃO DO DL 189/88.....	48
4.5	DIRETIVA 2009/28/CE E A CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	48
4.6	DL 68/2002 – MEDIDORES .....	49
4.7	DECRETO-LEI 153/2014.....	49
4.8	VALORES.....	50
4.9	REMUNERAÇÃO .....	51
4.9.1	<b>Upp</b> .....	51

4.9.2	<b>Tarifa de Referência (TR) 2015</b> .....	52
4.9.2.1	TR por energia utilizada .....	52
4.9.3	<b>UPAC</b> .....	53
4.10	REQUISITOS AMBIENTAIS.....	53
4.11	RETORNO DO INVESTIMENTO.....	58
<b>5</b>	<b>COMPARAÇÕES ENTRE AS POLÍTICAS DE PORTUGAL E BRASIL</b> .....	<b>59</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>61</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>63</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Do início da década de 2000 até a publicação desse trabalho, testemunhamos uma espécie de gargalo em nossa principal fonte de energia: as grandes hidrelétricas. Essas obras enormes armazenam energia em forma de água em seus reservatórios, transformando em eletricidade a energia potencial gravitacional. Através de softwares especializados, sabemos se é viável ou não usar esse reservatório ou despachar térmicas e salvar a água para o futuro, uma estratégia que visa a médio e longo prazo oferecer o menor preço pelo MWh.

Uma outra possibilidade que temos é relativa ao nosso grande território: enquanto chove em uma região, em outra o quadro é diferente, o que nos permite guardar água em um lugar para utilizá-la onde é abundante naquele período de tempo, usando linhas de transmissão para essa troca, o que nos leva para as características de nosso território de proporções continentais: as grandes geradoras ficam muito distantes das maiores cargas por questões geológicas. Isso requer um grande investimento para transmitir essa energia produzida até os consumidores por longas linhas e, conseqüentemente, ocorrem perdas de energia.

O gargalo mencionado anteriormente se intensificou com a falta de chuvas e conseqüente desabastecimento dos reservatórios. Somado a isso, temos a crescente demanda por mais energia, pois sem ela temos uma economia estacionada.

Nesse cenário, um fator muito relevante para o quadro de cargas vem do consumo residencial. Tal consumidor é fator importante para a tomada de decisões de um operador. Exemplificando, vamos tomar como base os cortes feitos pela ONS em janeiro de 2015. Segundo o órgão, vários estados ficaram sem energia entre 15h e 15:45h. A razão foi uma demanda muito acima do habitual aliada a problemas técnicos na transmissão de energia.

Quando o consumo fica consideravelmente acima da geração, ocorre uma queda na frequência. Caso não houvesse sido feito o corte em alguns

lugares, poderíamos ter perdido muito mais que um vento fresco vindo de um condicionador de ar.

Devemos considerar também os fatores ambientais relacionados à nossa principal forma de obtermos energia, que são as hidrelétricas. Segundo artigo publicado na revista britânica *Environmental Research Letters*, a hidrelétrica de Sinop, em Mato Grosso, emitirá em seus primeiros 20 anos de implantação, 1,1 tonelada anual de gás carbônico equivalente por MWh. Esse estudo foi conduzido por cinco pesquisadores, incluindo o professor do Programa de Pós-Graduação em Ecologia da UFJF Nathan Barros.

## 1.1 PROBLEMA DA PESQUISA

O mundo está buscando novas formas de minimizar impactos ambientais em uma busca por eficiência em suas produções em vários campos. A questão a ser tratada nesse trabalho é referente à obtenção de energia elétrica.

Quando pensamos em energia renovável e não poluente, logo imaginamos enormes usinas hidrelétricas, com grandes reservatórios e em locais distantes das cargas. As consequências dessa habitual característica são grandes investimentos em linhas de transmissão e subestações. Portanto, o que será discutido aqui é um outro ponto de vista sobre as fontes renováveis, criadas justamente no centro da carga, em residências e construções comerciais e industriais.

Não seria interessante olharmos para os consumidores e também vermos produtores, minimizando assim as perdas, investimentos e manutenção na transmissão?

## 1.2 JUSTIFICATIVA

O Sistema de transmissão brasileiro é projetado para suportar uma demanda máxima teórica, o que acarreta altos valores de investimento com fios, torres, isoladores, subestações etc. Tudo isso custa muito pelo valor dos



materiais e complexidade operacional e de construção do sistema como um todo, sem mencionar o risco de falha, como o ocorrido em janeiro de 2015 (GLOBO, 2015).

Esse cenário torna desejável o desenvolvimento de possibilidades de geração de energia limpa que, através de fontes incentivadas e em distâncias muito curtas, a partir de onde serão usadas, seja reduzido de forma significativa o investimento na transmissão, diversificando e expandindo nossa matriz energética. Estamos falando de geração distribuída.

### 1.3 OBJETIVO GERAL

Demonstrar os benefícios a longo prazo do investimento em políticas de incentivo à geração distribuída, usando como exemplo os caminhos trilhados por países europeus, especialmente Portugal.

### 1.4 METODOLOGIA

Para isso serão utilizadas as regulações nacionais já existentes como base comparativa com países em que essa proposta também está sendo utilizada. Muitas Leis serão citadas, mantendo, quando necessário, sua redação original.

Não é algo necessariamente inovador, mas também não é uma ideia implementada com eficiência no Brasil. Como exemplifica o acompanhamento do incentivo pela reeducação do consumidor residencial, demonstrando que não há apenas um ganho para si, mas uma mudança no horizonte energético do seu próprio país, impulsionando novas tecnologias para nosso dia a dia, como a implementação de casas inteligentes, que nos daria redes inteligentes que, por sua vez, nos permitiria a criação de algo que pudesse organizar essa energia, as usinas virtuais. Teríamos então um sistema elétrico mais heterogêneo e moderno.

Deve ser observado que, por haver uma grande diferença entre as dimensões não apenas territoriais, mas também nos números de geração e consumo, esse trabalho adotou como parâmetro um cenário de pequeno porte.

## 1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Reunir os conceitos criados para a inovação natural que passa a forma com que geramos nossa energia, apontando termos e suas características;
- b) Verificar o que já possuímos para incentivar tais fontes, assim como a forma de incentivo que foi dada;
- c) Verificar as principais políticas brasileiras que facilitam a produção nacional de tecnologia que facilita e impulsiona novas formas de obtenção de eletricidade;
- d) Verificar os passos para regulamentar o incentivo da pequena produção de energia;
- e) Fazer um paralelo entre os caminhos trilhados por Portugal e Brasil na solução para a diminuição da dependência por combustíveis fósseis.

## 2 PRODUÇÃO NACIONAL POR FONTES ALTERNATIVAS

A riqueza hídrica no Brasil é reconhecida mundialmente, assim como as grandes obras da engenharia criadas para aproveitar esse recurso. Dono de um território de proporção continental, o Brasil possui, além de grandes rios, uma grande incidência de irradiação solar e grande capacidade de geração eólica.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª edição, a irradiação média anual varia entre 4.444 e 5.483kWh/m<sup>2</sup>/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250kWh/m<sup>2</sup>/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650kWh/m<sup>2</sup>/ano na França e entre 1.200 e 1.850kWh/m<sup>2</sup>/ano na Espanha (EPE, 2012).

De acordo com o site Portal Solar, o custo de um sistema de energia solar fotovoltaico depende principalmente do tamanho e da complexidade da instalação. Ao final do ano de 2016 uma pesquisa foi feita a partir de empresas cadastradas no Portal Solar, chegando nos valores da tabela 1:

*Tabela 1 - Custo de um sistema fotovoltaico no Brasil.*

Casa pequena	2 a 3 pessoas	Sistema de 1.6Kwp	R\$ 12.700 a R\$ 16.900
Casa média	3 a 4 pessoas	Sistema de 2.2Kwp	R\$ 16.000 a R\$ 20.900
Casa média	4	Sistema de 3.3Kwp	R\$ 20.000 a R\$ 26.000
Casa grande	4 a 5 pessoas	Sistema de 4.4Kwp	R\$ 26.500 a R\$ 34.500
Casa grande	5 pessoas	Sistema de 5.3Kwp	R\$ 31.000 a R\$ 40.500
Mansões	Mais de 5 pessoas	Sistema de 10Kwp	R\$ 60.000 a R\$ 72.000

*Fonte: Portal Solar*

Temos, portanto, boas chances de que nos próximos anos a microgeração cresça ainda mais, com capacidade de representar uma parte expressiva em nossa matriz, como é o caso em países que já investem nesse tipo de energia.

Devemos e estamos aos poucos abandonando aquele pensamento antigo, de que uma boa administração sempre tem obras sendo feitas pela

cidade. Talvez os gigantescos gastos feitos recentemente com a copa e olimpíadas apaguem um pouco mais esse pensamento arcaico, e nos leve finalmente em direção a investimentos que realmente nos entreguem algum progresso.

## 2.1 EXPERIÊNCIA NACIONAL – INCENTIVOS

Nossa ideia de incentivar a geração distribuída e também fontes modernas de energia começou através do PROINFA.

A seguir serão abordadas as principais políticas de incentivo à microgeração brasileira.

### 2.1.1 Proinfa

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, criado para impulsionar o avanço tecnológico, competitividade industrial nos mercados interno e externo. Não podemos deixar de considerar conseqüente aumento no conhecimento técnico e perspectivas para melhorias no cenário ambiental e socioeconômico, uma vez que usam fontes limpas e sustentáveis.

A previsão para o programa é a instalação, de acordo com o site da PROINFA, de 3,3 GW de capacidade adicionada ao SIN, onde 1,1 GW virão de fontes eólicas, 1,1 GW de PCHs e 1,1 GW de biomassa. A intenção é de impulsionar o investimento inicial firmando contratos de longa duração, onde os geradores deverão entregar a energia prevista nesses contratos.

Com a devida conclusão desse aumento e contratação de 3,3 GW em energia renovável, entraria em ação a segunda parte do programa, cujas principais características eram: contratação de, no mínimo, 15% do incremento anual de carga; atender 10% do consumo através de fontes de Biomassa, PCH e eólica num prazo de 20 anos; nacionalização mínima de 90% de equipamentos e serviços.

### **2.1.2 Benefícios do Proinfa**

De acordo com o portal eletrônico do MME, o programa gerou mais de 150 mil postos de trabalho diretos e indiretos durante a construção e a operação, com um investimento de R\$ 4 bilhões na indústria nacional em equipamentos e materiais, somando a um investimento privado que está em torno de R\$ 8,6 bilhões. Devemos também ressaltar o valor estratégico no uso de recursos: a cada 100 MW médios produzidos por parques eólicos, 40 m<sup>3</sup>/s de água na cascata do rio São Francisco são economizados. Além disso, evita a emissão de 2,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano.

### **2.1.3 Marcos Legais**

Desde sua formalização, incluindo modificações, o PROINFA trilhou o seguinte caminho:

- Lei nº 10.438/02 - Alterada pelas leis nº 10.762/03 e nº 11.075/04;
- Decreto nº 5.025/04 - Regulamenta o inciso I e os parágrafos 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do artigo 3º da Lei nº 10.438);
- Decreto nº 5.882/06 – Regulamenta os critérios de comercialização dos créditos de carbono;
- Portarias MME nº 45/04 e nº 452/05 – Chamada Pública para compra de energia elétrica e prorrogação do prazo;
- Portaria MME nº 86/07 – Estabelece critérios e instruções para o cálculo de índice de nacionalização de equipamentos e serviços;
- Resolução ANEEL nº 56/04 – Procedimentos para acesso das centrais geradoras;
- Resolução ANEEL nº 57/04 – Estabelecimento da Tarifa Média;
- Resolução ANEEL nº 62/04 – Cálculo da energia de referência;
- Resolução ANEEL nº 65/04 – Estabelece a energia assegurada;
- Resolução ANEEL nº 127/04 – Procedimentos de rateio dos custos;
- Resolução ANEEL nº 287/04 – Homologa os montantes de energia de referência;

- Resolução ANEEL nº 250/05 – Estabelece as quotas de custeio e as de energia elétrica para o ano de 2006.

Uma grande dificuldade estava no fato de que a tecnologia usada na produção da maior parte de energia renovável ser externa. Então estamos, ao incentivarmos apenas um crescimento desse tipo de energia, auxiliando indústrias que não são do Brasil, uma vez que o conhecimento técnico e grande parte dos materiais é do exterior. Conseqüentemente, deixamos de gerar, conforme exemplo de outros países, dezenas de milhares de empregos diretos e indiretos. Isso sem mencionar o fato de ficarmos dependentes tecnologicamente, o que não acontece com hidrelétricas. Então, nos foi apresentado o PL nº 167/2013.

#### **2.1.4 PL Nº 167 de 2013**

Um grande e recente passo para renovação de nosso ponto de vista foi a aprovação do PL do Senado nº 167, de 2013. De acordo com esse PL, artigo 1º, estão isentos de IPI os produtos classificados na posição 8541.40 (painéis solares) da Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) aprovada pelo decreto nº 7.660, de 23 de dezembro de 2011. Esse projeto foi aprovado em maio de 2015 pela Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI), isentando do IPI, de PIS/Pasep e da COFINS painéis fotovoltaicos e outros componentes dessa modalidade de energia renovável fabricados no país.

O autor da proposta, senador Wilder Moraes (DEM-GO), também prevê isenção do Imposto de Importação para componentes fabricados em outros países, até que haja similar nacional equivalente ao importado, em padrão de qualidade, conteúdo técnico, preço e capacidade produtiva, assim como houve com geradores eólicos.

No total, tais produtos se isentam dos seguintes tributos:

- PIS/PASEP
- COFINS
- Imposto de Importação
- PIS/PASEP-Importação

- COFINS-Importação
- IPI

Vale considerar que, no mesmo PL, as isenções cessarão assim que o bem for produzido no Brasil tiver condições similares às do importado quanto ao padrão de qualidade, conteúdo técnico, preço e capacidade produtiva.

Uma visita ao site, em dezembro de 2017, verificou que o projeto continua em tramitação no Senado.

### **2.1.5 REN 482/2012**

A Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 teve como principal objetivo atribuir conceito para micro e minigeração distribuída de energia elétrica, sendo, até a produção desse trabalho:

- Microgeração: central geradora de energia elétrica cuja potência instalada seja menor ou igual a 100 kW, usando para geração fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de acordo com a ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras (UC);
- Minigeração: central geradora de energia elétrica cuja potência instalada seja maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW, usando para geração fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de acordo com a ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras (UC).

Ainda temos, nesse mesmo documento, o tipo de compensação da energia ativa injetada: essa energia será cedida como empréstimo à rede, podendo ser descontada do consumo próprio em um período de 36 meses. Algumas outras características da REN 482 são:

- I. Haverá uma cobrança mínima referente ao custo de disponibilidade para o grupo B ou demanda contratada para consumidores do grupo A;

- II. O consumo a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário (horários do dia), havendo possibilidade de compensar, de acordo com cálculos, em um posto tarifário diferente;
- III. Há possibilidade de cadastrar mais de uma unidade consumidora para valores serem abatidos. Todas devem, porém, estar registradas com o mesmo CPF ou CNPJ, dando prioridade para o ponto onde a energia foi criada;
- IV. A fatura deverá conter o saldo da UC, em kWh;
- V. O custo para implementação do sistema de medição é de responsabilidade do interessado.

#### **2.1.6 Sobre a possibilidade de danos causados à rede:**

Como citado na Resolução Normativa da ANEEL, nº 482, de 17 de abril de 2012, caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do caput, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

#### **2.1.7 REN 687/2015**

Assim como a REN 517/2012, a REN 687/2015 vem a alterar algumas características e números da Resolução Normativa nº 482, demonstrando já maturidade para evolução. Dentre elas, podemos citar:

- I. Mudança no conceito de microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- II. Mudança no conceito de minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada;
- III. Crédito poderá ser usado por uma outra unidade consumidora de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica;



- IV. Os créditos excedentes poderão ser usados em até 60 meses;
- V. Possibilita a divisão de créditos entre vários moradores, como é o caso de condomínios;
- VI. Possibilita a criação de unidades geradoras tendo vários consumidores através de consórcios;
- VII. Conceito de reforço e melhoria para instalações que necessitam respectivamente de um aumento na capacidade ou uma reforma (atualização) nos equipamentos;

A seguir temos a Tabela 2, que faz uma comparação entre as principais diferenças entre as REN 482/2012 e 687/2015.

*Tabela 2 - Comparação: REN 482 e 687*

	REN 482/2012	REN 687/2015
Minigeração	Até 100 kW	Até 75 kW
Microgeração	100 kW < UC ≤ 1 MW	75 kW < UC ≤ 3 MW (fonte hídrica)  75 kW < UC ≤ 5 MW (demais fontes renováveis)
Prazo de compensação	36 meses	60 meses
Aprovação do sistema fotovoltaico	82 dias	34 dias
Novas modalidades		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios);</li> <li>• Geração compartilhada (titulares diferentes);</li> <li>• Autoconsumo remoto (mesma titularidade, UC diferente)</li> </ul>

*Fonte: ANEEL*

## 2.2 PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA - PROGD

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica foi criado através da portaria nº 538, de 15 de dezembro de 2015, tendo um destaque para a revisão da Resolução nº 482 da ANEEL, incluindo isenções tributárias sobre impostos como ICMS e PIS/COFINS.

A previsão de investimento chega na casa dos R\$ 100 bilhões, até 2030, com aproximadamente 2,7 milhões de unidades consumidoras gerando energia, no que pode resultar 23.500 MW vindos de fontes renováveis. Além de modificar nossa matriz energética, 29 milhões de toneladas de CO<sup>2</sup> deixarão de ser emitidos para a atmosfera. Conforme o ministro Eduardo Braga, muito vai depender da parceria com o BNDES e Banco do Brasil.

Vale ressaltar que o programa não se destina apenas à micro e minigeração, mas também para uma geração de até 30MW. Também devemos considerar que não será possível para micro e minigeração comercializar energia (ficando apenas com crédito da energia injetada), apenas quem seja autorizado.

O programa é composto pelos seguintes objetivos e características (MME, 2015):

- I. Promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração;
- II. Incentivar a implantação de geração distribuída em:
  - a) Edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e
  - b) Edificações comerciais, industriais e residenciais.

Artigo 2º O ProGD compreende a geração distribuída dos sistemas elencados a seguir:

- I. Geração distribuída de que trata o artigo 2º, § 8º, alínea "a", da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, observado o disposto nos arts. 14, 15, §§ 3º e 4º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e
- II. Microgeração e minigeração distribuída, definida conforme regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Art. 3º Para a geração distribuída prevista no art. 2º, inciso I, ficam estabelecidos os Valores Anuais de Referência Específicos - *VRES*, de acordo com o disposto no art. 2º-B da Lei nº 10.848, de 2004, para as seguintes fontes:

- I. Solar fotovoltaica, no valor de R\$ 454,00/MWh (quatrocentos e cinquenta e quatro Reais por megawatt-hora); e
- II. Cogeração a gás natural, no valor de R\$ 329,00/MWh (trezentos e vinte e nove Reais por megawatt-hora).

§ 1º Os Valores Anuais de Referência Específicos (*VRES*) definidos no caput são aplicáveis somente a empreendimentos de geração distribuída que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

- I. Estejam conectados à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e
- II. Tenham capacidade instalada menor ou igual à potência disponibilizada para a unidade consumidora por meio da qual o empreendimento está conectado, definida conforme regulação da ANEEL, limitada, no máximo, a 30 MW.

§ 2º Os agentes vendedores de empreendimentos de geração distribuída farão jus somente à receita de venda referente, exclusivamente, à geração proveniente do empreendimento verificada no ponto de conexão.

§ 3º Os valores definidos no caput são referenciados a preços de dezembro de 2015 e deverão vigorar a partir de 1º de janeiro de 2016, sendo atualizados anualmente, durante a vigência do contrato, conforme disposto a seguir:

- I. Para fonte solar fotovoltaica, atualização pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, publicado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE; e II - para cogeração a gás natural, atualização definida com aplicação da seguinte fórmula:

*Equação 1 - Cálculo da VRES.*

$$VRES_{t+1} = (1 + a \times \Delta IPCA + (1 - a) \times \Delta_{tarifa\ de\ gás}) \times VRES_t$$

Em que:

$VRES_{t+1}$ : *VRES* atualizado;

$\alpha$ : parcela da atualização do *VRES* atrelada ao IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), definido pelo empreendedor na chamada pública da distribuidora e compreendido no intervalo entre 0 e 1, inclusive;

$\Delta$ IPCA: variação do IPCA dos doze meses anteriores ao mês de atualização do *VRES*;

$\Delta$ tarifa de gás: variação da tarifa de gás natural vigente para o empreendimento de cogeração dos doze meses anteriores ao mês de atualização do *VRES*; e

*VRES*<sub>t</sub>: *VRES* corrente.

§ 5º A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída, de que trata o caput, deve utilizar modelos de contratos a serem elaborados pela ANEEL.

§ 6º O Ministério de Minas e Energia publicará, em 2016, os *VRES* a serem calculados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, para demais fontes de geração distribuída.

Art. 4º Instituir Grupo de Trabalho, no âmbito do ProGD, para atender aos objetivos previstos no art. 1º.

§ 1º O Grupo de Trabalho previsto no caput será composto por representantes, titulares e suplentes, dos Órgãos e Entidades abaixo indicados, na seguinte forma:

- I. Cinco representantes do Ministério de Minas e Energia, ao qual caberá a indicação do coordenador do Grupo de Trabalho;
- II. Dois representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;
- III. Dois representantes da Empresa de Pesquisa Energética - EPE;
- IV. Dois representantes do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL; e
- V. Dois representantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. § 2º O prazo para conclusão dos trabalhos será de noventa dias, contados da data de instalação do Grupo de Trabalho.

§ 3º Ao final das suas atividades, o Grupo de Trabalho deverá apresentar relatório final ao Ministro de Estado de Minas e Energia.

§ 4º O Grupo de Trabalho poderá convidar representantes de outros Órgãos, Associações ou Empresas quando for necessário ao desenvolvimento dos trabalhos.

§ 5º As ações a serem desenvolvidas pelo Grupo de Trabalho deverão incluir o estudo de mecanismo simplificado para a comercialização de geração distribuída no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

§ 6º As despesas relacionadas à participação dos representantes e convidados correrão à conta de dotações orçamentárias das respectivas organizações que representam.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

### 2.3 PROJEÇÕES PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Conforme Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, um registro periódico de micro e minigeração é enviado à agência reguladora por meio eletrônico, permitindo assim comparação de dados que são atualizados mensalmente, chamado SISGD (Sistema de Registro de Geração Distribuída). Ele permite análise e comparação de como da geração distribuída em nosso país desde a REN 482 de 2012.

Temos a Figura 1, que expõe as consequências tanto do respaldo quanto da adoção dos incentivos.

Figura 1: Número de micro e minigeradores até 29/11/2017



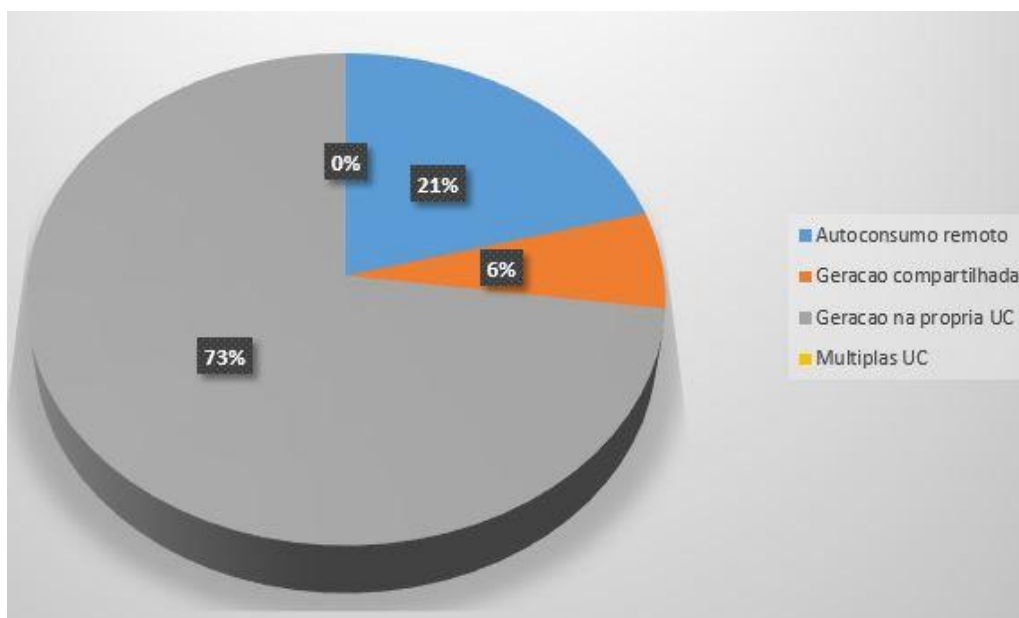
Fonte: ANEEL

De acordo com a Figura 1, o número de conexões entre janeiro de 2016 e o mesmo período de 2017 aumentou 3,4 vezes, demonstrando os frutos plantados com o incentivo. Números recentes da ANEEL mostram um número ainda maior até a publicação deste trabalho, com um total de 17.466 unidades consumidoras com geração distribuída. Apesar de haver um crescimento, temos sim ainda capacidade de aumentar ainda mais, conforme estudos sobre nossa potência de geração, consequência de um fértil território tanto para geração solar quanto para eólica. Essa última ainda está engatinhando quando a questão é escolha. Talvez por ainda carecer de preços mais atrativos.

Ainda, de acordo com a Figura 1, vemos que a potência instalada entre abril e maio de 2017 fica muito acima da potência instalada no mesmo período do ano de 2015, acima dos 114MW. Esse número já é por si uma pequena vitória, anunciando novos tempos para geração distribuída no Brasil.

Já a Figura 2, que mostra o número de conexões à rede por modalidade, o número de UCs com geração na própria unidade consumidora possui uma fatia com 73% do total, seguida pelo autoconsumo remoto e geração compartilhada.

Figura 2 - Conexões por modalidade até 29/11/2017

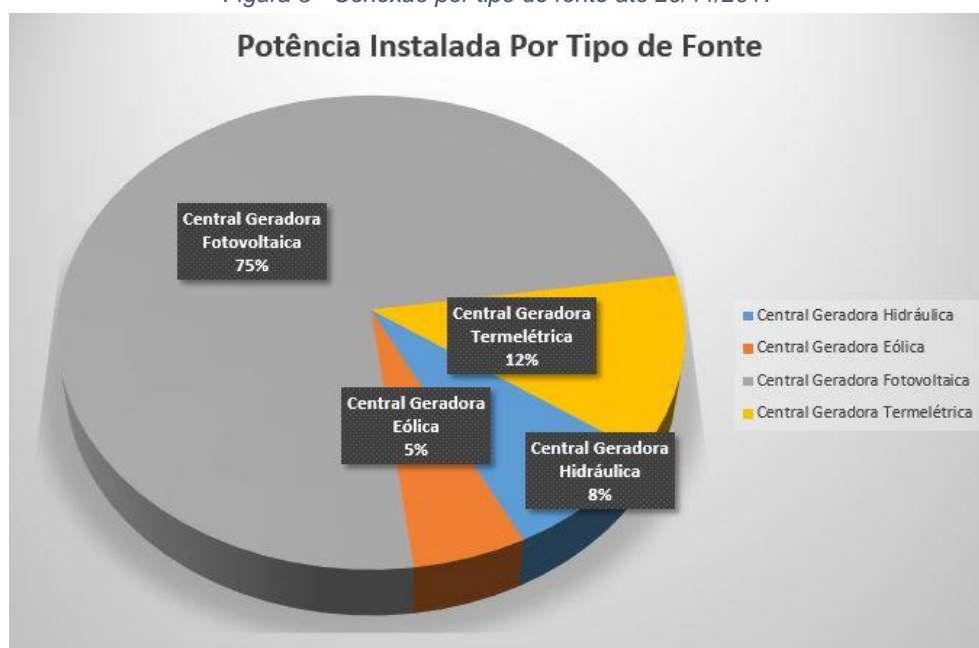


Fonte: ANEEL

Notamos também que, por ser relativamente nova, a modalidade de múltiplas unidades consumidoras ainda conta com um número muito baixo de usuários. No entanto é algo que vai certamente ser alterado, uma vez que esse vem a ser um investimento atraente para quem mora em condomínios.

Quanto ao tipo de fonte, podemos perceber, de acordo com a Figura 3, que a fotovoltaica corresponde a 75% do total de conexões.

Figura 3 - Conexão por tipo de fonte até 29/11/2017

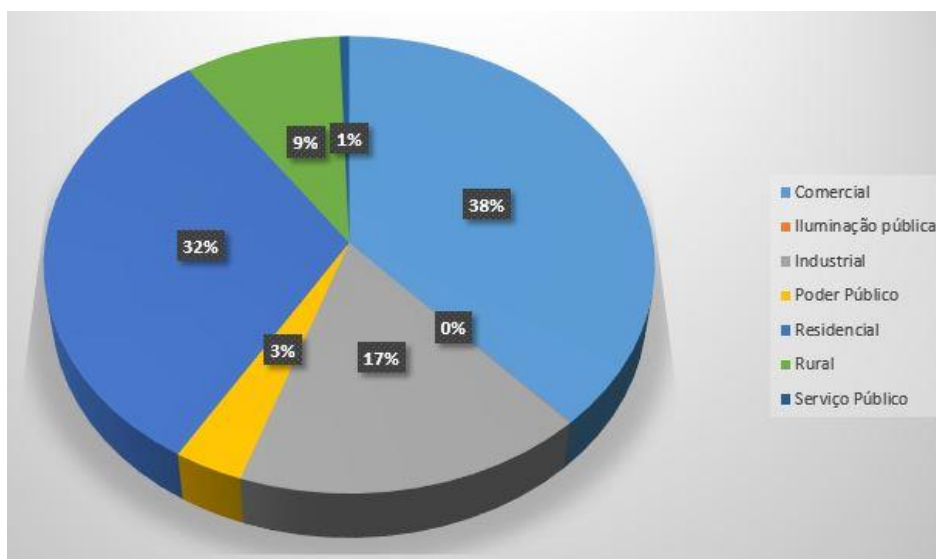


Fonte: ANEEL

Esse número evidencia os resultados das recentes políticas que incentivam essa fonte de energia para um consumidor comum. Podemos aliar nossa política com o fato de que a China se tornou o maior produtor e instalador mundial de painéis solares.

A potência instalada por classe, como mostrada na Figura 4, temos no topo da produção o setor comercial, mesmo com um número menor de instalações, seguido de perto pelo residencial.

Figura 4 - Potência instalada por classe até 29/11/2017



Fonte: Aneel

Isso provavelmente é consequência do autoconsumo remoto. Titulares do comércio possuem mais possibilidades de instalações mais robustas, chegando algumas vezes na geração do tipo hidráulica.

### 2.3.1 Projeções

Tendo em vista o crescimento da geração distribuída no Brasil, um estudo foi feito para saber em qual ritmo poderemos estar até 2024, lembrando que para tal estudo foi adotado a mesma metodologia na Análise de Impacto Regulatório (AIR), que está incorporado na Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL. Porém alguns dados foram atualizados para o final de 2016, como por exemplo as tarifas de cada distribuidora e as bandeiras tarifárias para o período em questão. Conforme tal estudo, a projeção do número de consumidores residenciais e comerciais que receberiam os créditos seria próximo aos da Tabela 3:

Tabela 3 - Consumidores que receberiam créditos até 2024

	Residencial	Comercial	Total
2017	23.794	3.040	26.834
2018	51.683	5.917	57.600
2019	94.310	10.196	104.506
2020	157.776	16.434	174.210
2021	250.758	25.362	276.120
2022	383.010	37.903	420.913
2023	565.448	55.156	620.604
2024	808.357	78.343	886.700

Fonte: ANEEL



## 2.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE INCENTIVOS

Seguindo modelos consolidados, o investimento nacional em fontes alternativas vai tanto para produção através de luz solar como para eólica e biomassa (subprodutos da floresta, agricultura, pecuária, da indústria da madeira e do papel e a parte biodegradável dos resíduos sólidos urbanos). O uso dessas fontes ocasiona uma maior robustez na geração de energia, algo semelhante ao que ocorre com ciclos de chuva em diferentes regiões.

Já possuímos vários estudos dirigidos para possibilidade de cada uma dessas fontes alternativas de energia. Temos, por exemplo, uma publicação do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment – Avaliação de recursos solar e eólico*), financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e também pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF), que apresenta um mapa solar brasileiro a partir do qual se pode observar o evidente potencial de produção. Temos também, de acordo com a ANEEL, um potencial eólico que fica entre 20.000 a 60.000 MW.

Podemos perceber que houve diferença no tipo de incentivo para a criação de uma matriz energética modificada, não dependente de um só tipo de fonte, no nosso caso a hidráulica, que em períodos de seca pode ocasionar uma crise energética. Enquanto a Europa optou por um incentivo inicial em dinheiro, pagando mais pela energia injetada do que recebendo pela consumida (*feed-in*), o Brasil está seguindo o caminho do crédito energético, ou *net metering*. Naturalmente podemos assumir que, devido às proporções continentais do Brasil e, conseqüentemente, sua maior população, deveríamos dispor obrigatoriamente de um maior investimento (dinheiro) caso fosse escolhida a política *feed-in*. Levando em consideração que até recentemente não contávamos com impostos reduzidos sobre tecnologia importada (painéis solares), o retorno desse investimento ficaria muito distante, ou os gastos com o pagamento pela energia injetada seriam absurdos. As duas possibilidades não são atraentes de forma alguma. Portanto, para nossa realidade, *net metering* parece ser mesmo a melhor escolha. Levando em conta as diferenças de preço que temos em relação ao dia ou época do ano, o intuito é criar uma ideia de que o investimento em microgeração é válido sim e não ajuda somente o consumidor,

mas também a rede como um todo. Ele diminui as perdas justamente porque a produção é feita e consumida na mesma região, o que a longo prazo pode mudar o perfil energético do país.

## 2.5 MEDIDORES

A mudança no medidor é fator crucial para implantação das *smart grids*, pois possibilitam a transmissão de dados junto da eletricidade. Ela torna possível o crescimento da geração distribuída de forma mais forte, algo que já acontece em grande quantidade de países, facilitando assim as bases em que podemos nos apoiar. Aumentando a geração distribuída, criaremos microrredes em lugares onde a microgeração estará mais consolidada, abrindo portas para usinas virtuais de energia, algo já presente na Europa, continente usado como base de comparação para esse trabalho.

## 2.6 MUDANÇAS NOS MEDIDORES

De acordo com dados da ANEEL, a Audiência Pública 43/2010 recebeu 212 contribuições de 57 agentes, com sugestões de consumidores, distribuidoras, indústrias, associações setoriais e outros segmentos da sociedade.

Com novo regulamento, as distribuidoras terão 18 meses para oferecer aos clientes novos medidores. Um deles poderá ser instalado sem custo caso o consumidor opte pela tarifa branca (que varia de acordo com faixas de consumo). Um outro modelo será mais completo, oferecendo acesso às informações individualizadas sobre o serviço, podendo esse ser cobrado pela distribuidora. Em qualquer opção, a instalação será feita apenas a pedido do consumidor.

Temos também na Resolução Normativa nº 610 de 2014, onde é regulamentada o pré-pagamento e pós pagamento eletrônico de energia. Nesse caso também seria necessário um medidor de energia diferenciado. Dependendo do tempo limite de uso dessa energia comprada antecipadamente, *net metering* poderia ser interessante caso na unidade consumidora tenha instalado um sistema de microgeração.

## 2.7 PRODIST

No Brasil, temos os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional – PRODIST, criado para padronizar a instalação e funcionamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse documento é exposto, em seu Módulo 5, revisão nº 2, normas para o sistema de medição. O Módulo 5 do PRODIST está dividido em 4 seções:

- I. Seção 5.1 – APLICABILIDADE - identifica os agentes aos quais este módulo se aplica, sua abrangência e as responsabilidades;
- II. Seção 5.2 – ESPECIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO - uniformiza os critérios para as especificações dos sistemas de medição de energia elétrica utilizados nos sistemas de distribuição, destinados ao faturamento da energia elétrica, ao planejamento da expansão do sistema, à apuração das perdas técnicas e à qualidade da energia elétrica;
- III. Seção 5.3 – IMPLANTAÇÃO, INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO - define as responsabilidades e procedimentos para os agentes envolvidos nas atividades de implantação, inspeção e manutenção dos sistemas de medição nas unidades consumidoras ou instalações da distribuidora;
- IV. IV. COMPARTILHAMENTO E DISPONIBILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DE MEDIÇÃO - estabelece os procedimentos básicos para leitura, registro, compartilhamento e disponibilização das informações de medição de grandezas elétricas dos agentes conectados, acessados ou acessantes, ao sistema de distribuição.

Mais sobre especificação dos sistemas de medição pode ser encontrado na Seção 5.2 do PRODIST, onde se encontra requisitos mínimos para os equipamentos.

### 3 SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS

O Sistema Elétrico Nacional Português (SEN) foi aprovado em 1995, caracteriza-se por ser composto de um sistema de serviço elétrico público e outro sistema independente, organizado de acordo as leis de mercado. Com relação à produção de energia, é previsto a produção em regime ordinário e regime especial.

A forma de organização do mercado português teve mudanças significativas por consequência da evolução do mesmo, tendo como uma das principais características a escolha do provedor de eletricidade. Uma representação da forma organizacional do SEN pode ser vista na Figura 5, onde as principais características serão abordadas adiante

Figura 5 – Forma organizacional do SEN.



Fonte: EDP Portugal

### 3.1 MATRIZ ENERGÉTICA DE PORTUGAL

De acordo com o Balanço Energético feito em 2014 pela Direção Geral de Energia e Geologia, nesse mesmo ano, como também em 2013, houve novamente uma queda no consumo de energia final (-2,3%), tendo o consumo de energia primária sofrido uma redução de 4,7%. O decréscimo deste consumo se deve não só à redução do consumo de energia final, mas também ao aumento da produção hidrelétrica na ordem de 11%. Uma vez que existe água para despachar uma hidrelétrica, sendo este um recurso gratuito, ele deve ser usado preferencialmente em relação ao despacho de qualquer outra usina cujo combustível seja mais oneroso.

Por forma de energia, foi notada a redução de 10% no consumo de energia primária no petróleo e 7,5% no gás natural, justificada principalmente pelo consumo no setor energético. O consumo de eletricidade, carvão e biomassa se manteve estável em comparação ao ano anterior.

A redução de 9% no saldo importador dos produtos energéticos, se compararmos a 2013, foi determinante para a dependência energética que desceu para 71%. Esses números estão representados na Tabela 4.

Tabela 4 - Consumo por tipo de fonte

Unidade: tep

2014	Carvão	Petróleo Energético	Petróleo Não Energético	Gás Natural	Energia Elétrica	Calor	Biomassa	Outros Renováveis	Outros Resíduos	TOTAL
IMPORTAÇÕES	2 702 618	14 569 437	116 699	3 487 517	623 242		68 032	8 753	18 583	21 594 881
Produção Doméstica					2 524 157		3 198 368	149 419	42 841	5 914 785
Varição de Stocks	-83 768	-390 370	10 434	1 474			-367			-462 597
SAÍDAS	116 591	5 321 098	175 094		545 584		421 293			6 579 661
Exportações	116 591	4 756 188	174 052		545 584		421 293			6 013 709
Navegação Marítima Internacional		564 910	1 043							565 952
CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA	2 669 794	9 638 709	-68 829	3 486 043	2 601 815		2 845 473	158 172	61 424	21 392 602
Para Novas Formas de Energia	2 666 718	433 191	-282 275	1 570 000	-2 019 966	-1 534 821	1 989 787		9 071	2 831 705
Produtos de Petróleo		54 124	-282 275				282 944		-2	54 791
Eletricidade	2 666 718	186 084		260 478	-1 372 715		597 525		2	2 338 091
Cogeração		192 983		1 309 523	-847 250	-1 534 821	1 109 317		9 071	438 823
Consumo do Sector Energético		588 914		374 197	737 116	251 284				1 931 510
Consumo como Matéria-Prima		891 321								891 321
Acertos	268	2 439	-214	-2 610						-118
CONSUMO FINAL	2 809	7 747 722	213 232	1 544 456	3 884 665	1 283 537	855 686	158 172	52 353	15 738 184

Fonte: DGEG - BALANÇO ENERGÉTICO - 2014

## 3.2 FONTES RENOVÁVEIS

É reconhecido o impacto ambiental criado pela geração de energia, uma vez que a base energética mundial depende de combustíveis não renováveis e poluentes. Sendo assim, políticas energética e ambiental deverão encontrar um equilíbrio entre viabilidade tanto técnica quanto econômica, com um bom custo benefício, promovendo um desenvolvimento mais sustentável. O Pacote Energia-Clima veio estabelecer como metas:

- Uma redução de 20% do consumo de energia primária em 2020,
- Incorporação de 20% de energias renováveis no consumo bruto de eletricidade, em 2020, existindo ainda uma meta mínima vinculativa de 10% de incorporação de energias renováveis nos transportes,
- Uma redução de Gases com Efeito de Estufa (GEE) de 20% até 2020.

Não temos meios para mudar totalmente a forma de obter energia. Ainda estamos na dependência de combustíveis cuja consequência da queima ou uso seja sim prejudicial ao meio ambiente, sendo as alterações climáticas as mais preocupantes delas. Portanto, o investimento em eficiência é algo de extrema importância a ser considerado, uma vez que ela não tocaria apenas na ideia da geração e economia de energia, mas também na reeducação do consumidor. Fazendo uma analogia, seria como ter um carro com centenas de cavalos de potência usando pneus e freios de bicicleta. O controle é tão importante quanto a capacidade. Nesse âmbito, várias medidas foram tomadas tendo em vista a diminuição da dependência de combustíveis fósseis, fomentando assim novas tecnologias e uma mudança no perfil energético, mais moderno e sustentável.

### 3.2.1 Energia Eólica

A energia eólica em Portugal começou a ser aproveitada no país para geração de energia elétrica em 1986, quando foi construído o primeiro parque eólico do país, na ilha de Porto Santo, no arquipélago da Madeira. Em seguida, o Parque Eólico do Figueiral, na ilha de Santa Maria, nos Açores, no ano de

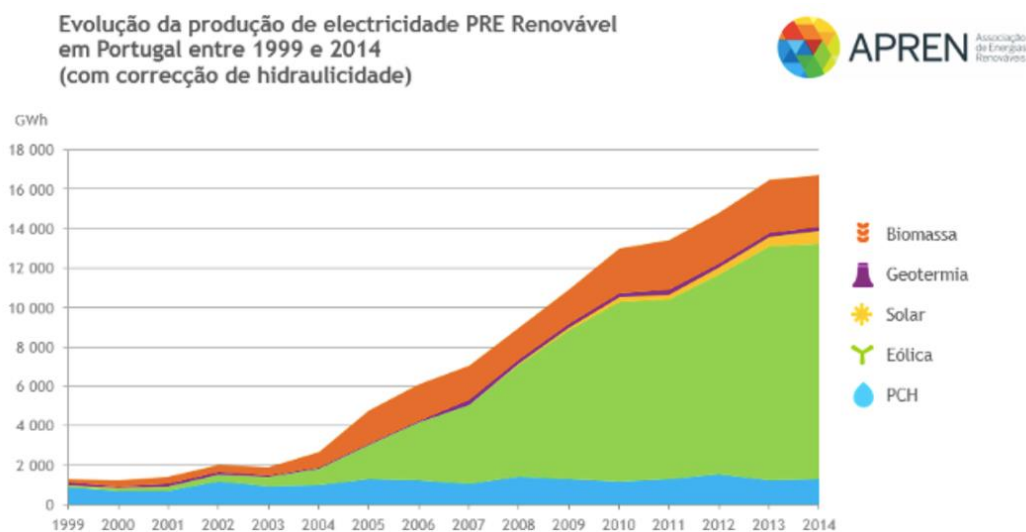
1988. Após, em Portugal Continental, o Parque Eólico de Sines foi construído em 1992. Até a data da publicação desse trabalho, cerca de 25% da eletricidade consumida em Portugal tem origem eólica.

Atualmente, a EDP está investindo em geradores offshore, ou seja, que ficam no mar, afastado da costa. De acordo com portal português Negócios Online, o gerador instalado em 2011, vindo da empresa dinamarquesa Vestas, possui um sistema flutuante *windfloat* e foi orçado em 18,4 milhões de euros.

### 3.3 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL - PRE

Produção em Regime Especial (PRE) é a atividade que tem respaldo jurídico especial relacionado às políticas de incentivo à produção de eletricidade através de recursos renováveis. A evolução da produção de eletricidade PRE está ilustrada na Figura 6.

Figura 6 - Evolução da energia renovável em Portugal



Fonte: 1 APREN

São consideradas PRE:

- Centrais hídricas até 10 MVA e, em alguns casos, até 30 MW;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Através de um processo de cogeração;
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW.

### 3.4 MERCADO IBÉRICO DA ENERGIA ELÉTRICA - MIBEL

O MIBEL é o resultado de cooperação entre os governos de Portugal e Espanha. Com início em 1998, o mercado Ibérico foi totalmente implementado em julho de 2007, mesclando os mercados dessa península.

### 3.5 MERCADO GROSSISTA

A produção de energia elétrica está relacionada a um mercado grossista, onde os agentes produtores são obrigados a produzir e os que necessitam de energia buscam por adquiri-la, tanto para consumo próprio como para comercializar essa energia para terceiros, o que gera concorrência e, conseqüentemente, melhoria na qualidade. Tal atividade, de comercialização, está relacionada a um mercado retalhista, onde os agentes comercializadores concorrem para o fornecimento de energia ao consumidor final.

### 3.6 MERCADO RETALHISTA

O desenvolvimento da liberalização do setor elétrico levou à abertura da comercialização ao mercado, podendo qualquer consumidor escolher livremente quem fornece sua eletricidade.

A evolução das condições no mercado retalhista, no que diz respeito ao preço da eletricidade, está condicionada pela evolução do mercado grossista, já que este último determina uma parte substancial (custos de energia) dos custos totais com o fornecimento de eletricidade.

Tais custos são componentes importantes da liberalização do mercado de eletricidade, já que correspondem à parcela que pode livremente ser negociada entre consumidor e o respectivo fornecedor – os custos com a utilização e o acesso às infraestruturas (como redes) são iguais para todos os consumidores nas mesmas condições.

O mercado grossista seria, portanto, uma forma de mercado por atacado, enquanto o mercado retalhista seria como o varejo.

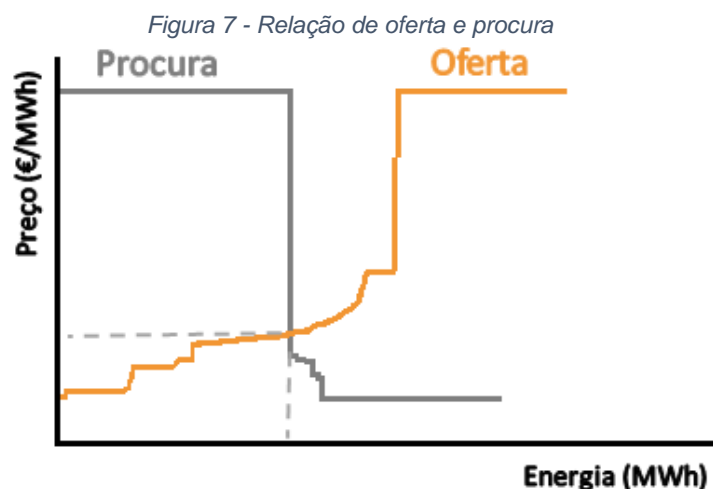


### 3.7 MERCADO DIÁRIO

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano. A plataforma de mercado diário em que se integra Portugal, gerida pelo OMIE, a hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola (HOE).

Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas - de compra e de venda - por parte dos diversos agentes registados para atuar naquele mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora. O preço de mercado (graficamente corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura, como mostra a Figura 7) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura.

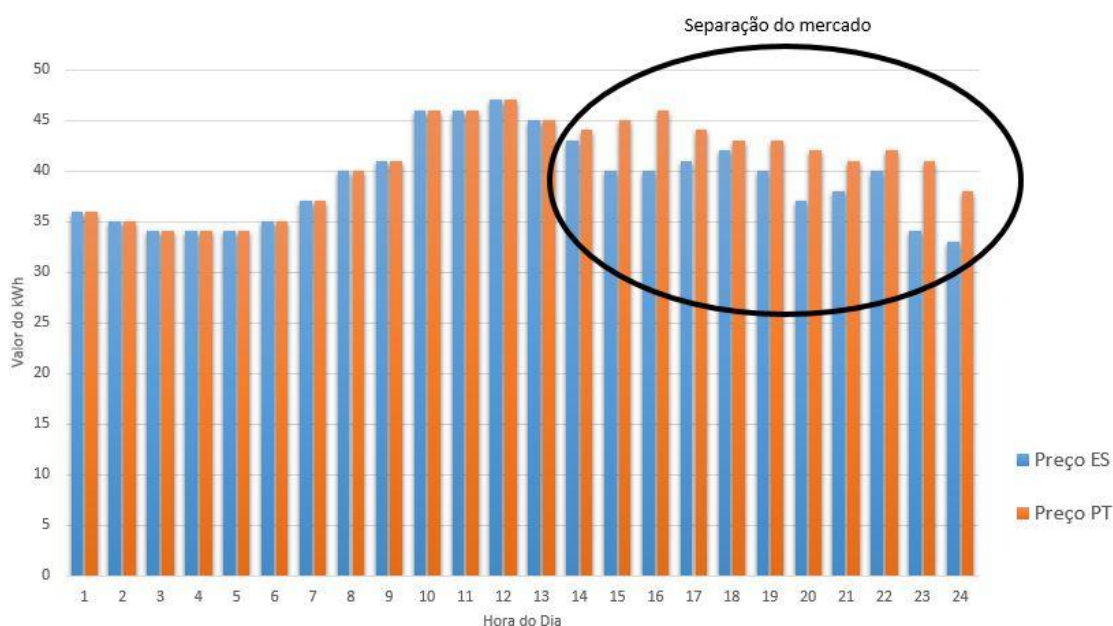


O funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único.

As regras de funcionamento deste mercado organizado são próprias do operador de mercado (OMEL). Ademais, como o mercado diário inclui Portugal e Espanha, faz-se necessário prever o cenário onde a capacidade de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comporte os fluxos de energia que o cruzamento de ofertas em mercado necessita.

Sempre que tal ocorre, as regras atuais determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como *market splitting* ou separação de mercados, e está representado pela Figura 8.

Figura 8 - Formação do preço final



Fonte: Portal ERSE

A razão para que haja essa cisão pode vir de diversos fatores, como a organização estrutural de produção em cada país, insuficiente na conexão total para o transporte de energia ou decisão dos agentes.

### 3.8 LEILÕES DE PRE (PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL)

A legislação nacional estabelece que o Comercializador de Último Recurso (CUR) deve adquirir toda a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial (PRE).

Em agosto de 2011, a ERSE alterou a regulamentação (RRC), no sentido de separar as funções do CUR de compra de energia para os seus clientes e de compra e venda da energia da PRE. Esta alteração visa maior transparência, tanto do funcionamento do mercado, como da própria aquisição de energia pelo CUR.

Na mesma alteração regulamentar, a ERSE previu a existência de um mecanismo regulado de venda da energia da PRE, que permitisse, por um lado, estabilizar as condições da sua colocação em mercado e, por outro lado, servisse como ferramenta de aprovisionamento e cobertura do risco de preço aos comercializadores em regime de mercado.

A operacionalização deste mecanismo é efetuada através de regras gerais, ao abrigo do RRC (Diretiva da ERSE n.º 5/2011), que preveem a realização de leilões de produtos a prazo (futuros) com entrega em Portugal, para cobrir as necessidades de fornecimento e o risco de preço dos agentes que atuam no sistema eléctrico português.

Cada leilão de energia de PRE será realizado com base na convocatória da ERSE, no formato definido nas regras gerais, e será objeto de comunicação dos seus resultados num formato também ele previamente definido.

### 3.9 LEILÕES IPE (INDICADORES DE PERFORMANCE ENERGÉTICA)

O MIBEL entrou em pleno funcionamento no dia 1 de julho de 2007, culminando um trabalho conjunto dos Governos Português e Espanhol iniciado em 2001 e intensificado no primeiro semestre de 2007, na sequência da Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz de novembro de 2006, em que se definiram um conjunto de objetivos no âmbito de uma política de consolidação do MIBEL.

Em dezembro de 2009 foi publicada a alteração, efetuada em Braga a 18 de janeiro de 2008, ao Acordo Internacional entre o Reino de Espanha e a República Portuguesa, de 1 de outubro de 2004, relativo à constituição do MIBEL. Este acordo refere, em particular no seu artigo 8.º, a existência de um mecanismo conjunto de gestão económica da interligação entre Portugal e Espanha.

Tendo esse objetivo central de concretização do MIBEL, e no âmbito das atividades desenvolvidas pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, ocorreu em 2007 a concretização de uma proposta harmonizada para um mecanismo de gestão conjunta na Interligação Portugal-Espanha. Após, em maio de 2010, o Conselho de Reguladores do MIBEL elaborou uma nova proposta de implementação de um mecanismo com o mesmo propósito, agora referente a direitos financeiros de utilização da capacidade de interligação (FTR).

Culminando um novo ciclo de trabalho conjunto e concretizando o compromisso assumido pelo Conselho de Reguladores perante a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), o Comité Técnico do MIBEL concretizou a proposta de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização da capacidade de interligação de maio de 2010, através de documentos regulamentares elaborados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

A operacionalização deste mecanismo é efetuada através do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha (Regulamento da ERSE n.º 7/2013), que preveem a realização de leilões (explícitos) de contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha, para cobrir o risco decorrente do diferencial de preços do mercado diário entre Portugal e Espanha.

Cada leilão IPE será realizado com base na deliberação da ERSE, no formato definido nas regras gerais, e será objeto de comunicação dos seus resultados num formato também ele previamente definido.

## 4 POLÍTICAS DE INCENTIVO EM PORTUGAL

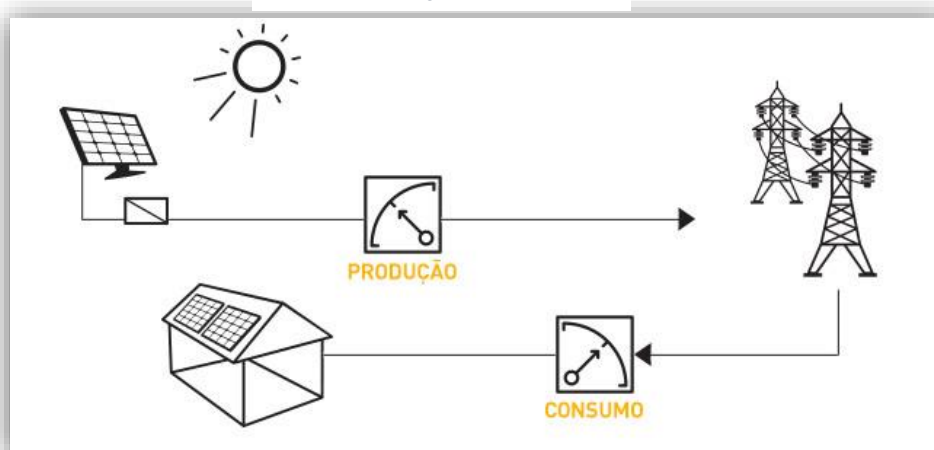
Em Portugal, a geração de energia renovável foi promovida principalmente pela tarifa *feed-in*. Desde 2007, segundo o Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, cerca de 19 MW de potência instalada veio por meio de políticas de incentivo à produção descentralizada. Atualmente, essa tarifa se aplica somente em instalações já existentes e com contrato ainda válido.

Para se ter uma noção, de acordo com a revista *Proteste* nº293 de julho 2008, o preço pago nesse mesmo ano para o kW injetado na rede era de 65 cêntimos, ou seja, quase seis vezes o preço do kW pago pela tarifa normal. Ao passar do tempo, conforme a base de energia “verde” era construída e metas alcançadas (também como consequência de crises), o valor foi decrescendo.

### 4.1 UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO - UPP

Unidades de Pequena Produção são locais onde se produz 250 kW de energia ou menos. Sua produção é para total injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), sendo essa vendida ao comercializador de último recurso (CUR) e deve usar apenas um tipo de tecnologia renovável para obtenção de energia elétrica. Possui atualmente a cota anual de 15 MW (para 2015) limitada pelo DGEG, especificada no final de cada ano pelo site da SERUP. A representação de uma UPP pode ser vista na Figura 9.

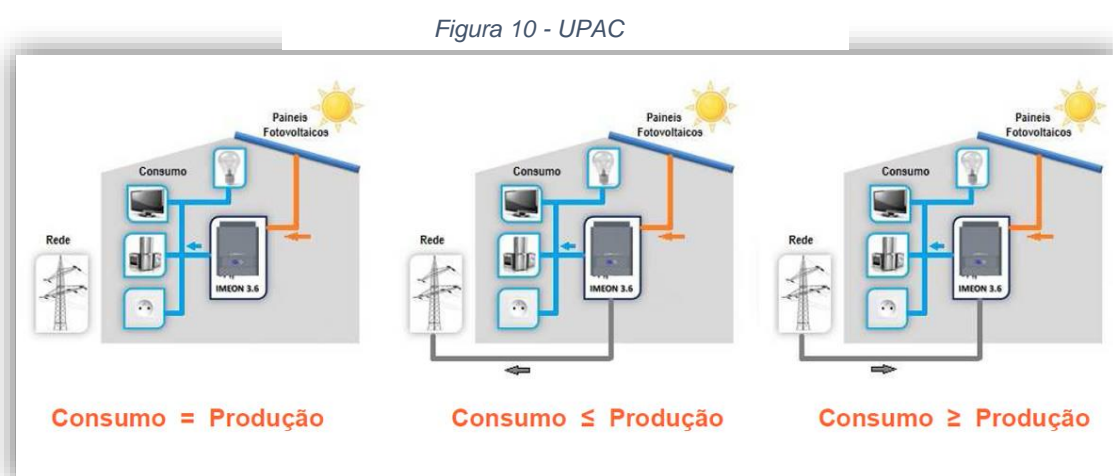
Figura 9 - UPP



Fonte: Bright Solar

## 4.2 UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO - UPAC

Unidades de Produção para Autoconsumo, como mostra a Figura 10, usam a energia elétrica, de fonte renovável ou não, para seu próprio consumo, injetando o mínimo na RESP., portanto, nas UPACs, a intenção é ser autossuficiente em matéria de energia elétrica, ou seja, produzir toda a energia que é consumida no local. O excedente pode, caso seja aplicável, ser vendido para o CUR. Para uma UPAC, a potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de conexão com à rede.



Na seção seguinte, uma abordagem mais histórica será feita, apontando o início da ideia geral e suas evoluções com o passar dos anos.

## 4.3 BREVE HISTÓRICO DAS POLÍTICAS UTILIZADAS (PORTUGAL / CE)

Portugal possui respaldo legal para produção de eletricidade através de fontes renováveis desde muito cedo, geralmente paralelo às crises petrolíferas. Porém em 1988, quando o DL nº 189/88 entrou em ação, tal incentivo se tornou, a cada alteração (cinco ao todo), mais relacionado às fontes renováveis, uma vez que, originalmente, esse DL incluía também combustíveis fósseis. Esse DL fixava também deveres e direitos dos produtores, ditando o procedimento que autoriza a instalação e funcionamento de centrais produtoras, estabelecendo assim as tarifas aplicadas a cada tipo de fonte renovável (uma vez que o investimento para cada era diferente).

Também havia uma remuneração sobre a energia inserida na rede, porém, na época, não era conhecido como *feed-in*.

#### 4.3.1 Diretiva 2001/77/CE, do Parlamento Europeu

- Alcançar as metas estabelecidas na Diretiva quanto ao aumento de produção de energia a partir de fontes renováveis (artigo 3.o e Anexo);
- Designar organismos competentes, independentes das atividades de produção e distribuição, para supervisionar a atribuição de garantias de origem (artigo 5.o, no 2);
- Rever os quadros normativos de autorização de centrais produtoras de energias renováveis, por forma a reduzir a burocracia, agilizar os procedimentos e assegurar a transparência na atribuição das autorizações (artigo 6.o, no 1);
- Assegurar que a energia produzida a partir de fontes renováveis seria transportada e distribuída pelas redes nacionais, podendo prever-se o acesso prioritário (artigo 7.o, no 1);
- Exigir aos operadores de redes de transporte e distribuição que publicassem normas-padrão relativas ao pagamento de custos de adaptações técnicas, tais como ligações à rede e reforços de rede (artigo 7.o, no 2), podendo os Estados-membros fazer suportar os custos da ligação à rede, total ou parcialmente, pelos operadores de rede (artigo 7.o, no 3);
- Impor aos operadores de redes de transporte e distribuição que fornecessem uma estimativa dos custos de ligação à rede ao produtor de eletricidade a partir de fontes renováveis, podendo os Estados-membros prever a possibilidade de abertura de concurso relativamente à realização dos trabalhos de conexão (artigo 7.o, no 4);
- Reclamar dos operadores de redes de transporte e distribuição que publicassem normas padrão relativas à partilha dos custos de instalações de rede, de ligação à rede e de reforços, entre todos os produtores que delas beneficiassem (artigo 7.o, no 5);
- Garantir que a cobrança de tarifas de fornecimento de eletricidade a partir de fontes renováveis não seria discriminatória (artigo 7.o, no 6).

Infelizmente a prática dessa diretiva se mostrou distinta da teoria, principalmente na questão dos riscos para o ambiente.

#### 4.4 A ANULAÇÃO DO DL 189/88

Um novo horizonte energético europeu foi apresentado pela Política Energética Europeia (*Energy Policy for Europe*, EPE) através do Conselho Europeu de Bruxelas, de 2007. Os estados membros decidiram ir além dos compromissos assumidos em Quioto, fixando a meta para redução nas emissões de gases de efeito estufa em 20% até 2020. Naturalmente o que seguiu foi um incentivo ao aumento da produção a partir de fontes renováveis, cujo índice também foi fixado em 20% até 2020 (10% para biocombustíveis do transporte rodoviário), assim como incentivar a eficiência energética, também fixado em 20% para 2020.

#### 4.5 DIRETIVA 2009/28/CE E A CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Essa diretiva aprofundou a ação dos planos traçados pela *Green Electricity*, dando ênfase na questão dos certificados verdes e da eficiência energética, oferecendo também critérios de sustentabilidade no domínio dos biocombustíveis.

As preocupações ambientais desde cedo foram um dos temas de destaque quando se falava em energia renovável, portanto a referida diretiva enfatizou as possibilidades de sucesso numa linha de equilíbrio entre elas, além do potencial econômico que cerca o mercado de energias renováveis, uma vez que a fixação de metas obrigatórias estimulou a implementação de outras formas de incentivo aos produtores de eletricidade vinda de fontes renováveis. A regra é: caso haja energia vinda de fontes renováveis, haverá para ela um acesso prioritário à rede, que dará a eles a garantia de vender e transportar sua produção. Isso permite ao máximo o uso de energia vinda de tais fontes, mudando o horizonte de produção.

Porém nem sempre se pôde assegurar esse transporte (capacidade do transporte, por exemplo) e a conseqüente distribuição sem afetar a confiabilidade e segurança do sistema, possibilitando a criação de uma compensação financeira aos produtores de energia renovável e, além disso,



enfatizando a necessidade dos Estados Membros aumentarem a confiança no transporte dessa energia, uma vez que existia a prioridade no despacho.

#### 4.6 DL 68/2002 – MEDIDORES

A produção de energia com possibilidade de conexão em BT à rede (microprodução), foi regulada pelo DL 68/2002. Eram usados contadores independentes, de acordo com o artigo 9º do mesmo DL.

Em 2006, com o DL 29 de 15 de março do mesmo ano, foi criado um patamar de apoio para a organização e funcionamento do SEN (Sistema Elétrico Nacional), classificando a produção de energia em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). Conforme artigos 17º e 18º do DL 29/2006:

##### Produção de Eletricidade em Regime Ordinário (PRO)

- Considera-se produção de eletricidade em regime ordinário a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e eletricidade.

##### Produção de Eletricidade em Regime Especial (PRE)

- Considera-se produção de eletricidade em regime especial a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade.

#### 4.7 DECRETO-LEI 153/2014

O DL 153/2014 é destinada às Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) que produzem energia a partir de fontes renováveis ou não e podem optar estarem conectadas à rede. Também menciona à produção de energia obtida exclusivamente por fontes renováveis, vendendo sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), tendo por intermédio instalações de pequena potência denominadas Unidades de Pequena Produção (UPP).

Foi a maior mudança na questão de como é tratada a política de fontes renováveis de energia e seus incentivos. Pelo DL 153/2014, micro e mini produção foram unidas e agora são denominadas UPP: Unidade de Pequena Produção, que se caracteriza por utilizar apenas uma tecnologia para produção energética com potência máxima de 250 kW. Além do conceito, a remuneração também foi atualizada. Sobre as antigas unidades de micro e mini produção:

- Unidades de microprodução eram instalações que usavam uma única tecnologia de produção, possuem uma ou três fases operando em baixa tensão com capacidade máxima de 5,75 kW (DL 118-A/2010 art. 3). Instalações de captação de energia solar, eólica, hídrica ou biomassa cuja capacidade fosse menor que 3,68 kW teriam suporte de uma tarifa especial chamada Regime Bonificado (art. 9 par. 1 b, art. 11 par. 6 DL 363/2007, alterado pelo DL 118-A/2010).

- Unidades de mini produção eram instalações que usavam apenas um tipo de tecnologia com potência máxima de 250 kW. Estabelece-se, ainda, que a mini produção não podia exceder 50 % da potência contratada para consumo com o comercializador (DL 34/2011).

Outra mudança foi a possibilidade da escolha de uma tarifa alternativa para a energia produzida em centrais eólicas (DL 189/88 e DL 33-A/2005). Essas produtoras podem escolher uma remuneração alternativa por um período adicional de cinco ou sete anos após o término do contrato, através do pagamento de uma compensação (art. 1 DL 35/2013). Isso é justificado pela contribuição da sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN), de Portugal.

#### 4.8 VALORES

De acordo com o DL 153/2014, novas Unidades de Pequena Produção ou Unidades de Produção para Autoconsumo devem repassar, para cada caso específico, as seguintes taxas:

a) Taxa para registro da UPP e da UPAC com injeção de potência na rede:

- I. Com potência de até 1,5 kW = € 30;
- II. Com potência instalada entre 1,5 a 5 kW = € 100;
- III. Com potência instalada de 5 a 100 kW = € 250;
- IV. Com potência instalada de 100 a 250 kW = € 500;
- V. Com potência instalada de 250 kW a 1 MW = € 750.

b) Taxa para registro da UPAC sem injeção de potência na rede:

- I. Com potência instalada de 1,5 a 5 kW = € 70;
- II. Com potência instalada de 5 a 100 kW = € 175;
- III. Com potência instalada de 100 a 250 kW = € 300;
- IV. Com potência instalada de 250 kW a 1 MW = € 500.

c) Taxa de reinspeção = 30% do valor da taxa aplicável ao registro;

d) Taxa de inspeção periódica = 20% do valor da taxa aplicável ao registro;

e) Taxa para averbamento de alteração ao registro que não careça de certificado de exploração de UP sem injeção de potência na rede = 20% do valor da taxa aplicável ao registro;

f) Taxa para averbamento de alteração ao registro que careça de certificado de exploração de UP com injeção de potência na rede = 40% do valor da taxa aplicável ao registro.

#### 4.9 REMUNERAÇÃO

A forma de remunerar o consumidor que fornece energia a partir de sua própria unidade consumidora será tratada a seguir de acordo com a forma de conexão que a mesma irá adotar.

##### 4.9.1 Upp

Conforme artigo 30º do DL 153/2014, o produtor pode optar por uma entre três categorias:

- I. Na qual se insere o produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP, nos termos do presente decreto-lei;
- II. Na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP, nos termos do presente decreto-lei, pretende

instalar no local de consumo associado àquela tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos, nos termos do Decreto-Lei nº 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei nº 64-B/2011, de 30 de dezembro e pelos Decretos-Leis nº 170/2012, de 1 de agosto, e 90/2014, de 11 de junho, ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico;

- III. Na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP nos termos do presente decreto-lei, pretende instalar no local de consumo associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

De acordo com o artigo 31º do DL 153/2014, as remunerações passam a não serem mais fixas, mas sim construídas por um modelo de licitação, onde os concorrentes oferecem desconto à tarifa de referência.

A tarifa de referência corresponde ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência.

#### **4.9.2 Tarifa de Referência (TR) 2015**

A portaria nº 15 de 23 de janeiro de 2015 aponta o valor da tarifa de referência para o ano, que será proporcional à categoria (consoante a energia primária utilizada na geração). O valor da tarifa de referência é de 95 euros para cada MWh. Para categorias II e III a tarifa é de, respectivamente, 10 e 5 euros a mais que a anterior, ou seja, 105 euros e 100 euros por MWh.

##### *4.9.2.1 TR por energia utilizada*

O artigo 3º da mesma portaria indica a tarifa de referência referida anteriormente varia conforme o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens:

- a) Solar — 100 %;
- b) Biomassa — 90 %;
- c) Biogás — 90 %;
- d) Eólica — 70 %;
- e) Hídrica — 60 %.

A eletricidade vendida nos termos do número anterior é limitada a 2,6 MWh/ano, no caso das alíneas a) e d) do número anterior, e a 5 MWh/ano no caso das restantes alíneas, por cada quilowatt de potência instalada.

#### 4.9.3 UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

Para as UPACs, a remuneração é calculada conforme Equação 2:

*Equação 2 - Cálculo da remuneração de uma UPAC.*

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0,9$$

Em que:

- $R_{UPAC, m}$ : Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm', em €;
- $E_{fornecida, m}$ : A energia fornecida no mês 'm', em kWh;
- $OMIE_m$ : O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh;
- m: O mês de referência para a contagem da energia fornecida à RESP.

#### 4.10 REQUISITOS AMBIENTAIS

Motivo inicial para o investimento em energia alternativa, o meio ambiente não poderia ficar de lado na implementação de um projeto. Para produção muito pequena, como painéis solares residenciais, não há um requisito para implementação.

No entanto, parques de geração eólica, por exemplo, dependendo da classificação e do local escolhido, assim como a dimensão do projeto, um estudo de impacto ambiental (EIA) é feito, analisando e quantificando diversos impactos ao ambiente originados do projeto (fauna, flora, ruído, arqueologia, por exemplo). Após análise, é obtida a Declaração de Impacto Ambiental (DIA), onde pode ser imposta alguma condição para que o projeto seja finalmente executado.

De acordo com Iberwind, o licenciamento de um parque eólico compreende normalmente as seguintes fases:

I. Obtenção da autorização para a ligação à rede. Esta pode ser obtida por simples atribuição ou através de processos concursais. É atribuída

pela DGEG e é consultado normalmente durante este processo o operador de rede, de forma a verificar as condições técnicas de ligação do parque eólico à rede de energia;

II. Licenciamento ambiental: Dependendo da classificação do local escolhido, bem como da dimensão do projeto, é efetuado um Estudo de Impacte Ambiental (EIA), onde são analisados e quantificados os diversos impactos do projeto, bem como são propostas medidas de mitigação. O processo é concluído com a obtenção da Declaração de Impacte Ambiental (DIA), documento onde são vertidas as conclusões da avaliação e são impostas eventuais condicionantes para a construção e/ou exploração do projeto;

III. Licenciamento eléctrico: é entregue na DGEG um projeto de licenciamento contendo informação técnica detalhada sobre o parque eólico, suas turbinas e infraestruturas eléctricas, dando origem à emissão da Licença de Estabelecimento. Após a construção do parque, é feita uma vistoria onde é verificado o cumprimento do projeto e das normas de construção e segurança, originando a emissão da Licença de Exploração;

IV. Licenciamento de obra: O licenciamento para a obtenção da licença de obra é instruído na Câmara Municipal local e compreende a entrega do conjunto de projetos necessários à sua correta avaliação, como projetos de arquitetura, fundações, eletricidade, segurança, etc.

Abaixo consta uma lista contendo as principais ações legislativas para manutenção do meio ambiente paralelo à necessidade de obtenção de energia:

Decreto nº 101/80 - Aprova para ratificação a Convenção sobre Zonas Húmidas de Importância Internacional, especialmente como Habitat de Aves Aquáticas [Convenção de Ramsar].

Resolução da Assembleia da República nº 11/2003 - Aprova, para ratificação, a Convenção sobre Acesso à Informação, Participação do Público no Processo de Tomada de Decisão e Acesso à Justiça em Matéria de Ambiente, assinada em Aarhus, na Dinamarca, em 25 de junho de 1998.

Decreto nº 59/99 - Aprova a Convenção sobre a Avaliação dos Impactes Ambientais num Contexto Transfronteiras, concluída em 25 de

fevereiro de 1991 em Espoo (Finlândia), no âmbito da Organização das Nações Unidas.

Decreto nº 21/93 - Aprova para ratificação a Convenção sobre a Diversidade Biológica.

Portaria nº 172/2014 - Definida pelos Ministérios da Economia, do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, da Agricultura e do Mar, da Saúde e da Educação e Ciência e ao abrigo do disposto no nº 6 do artigo 10.º DL nº 151 -B/2013, de 31 de outubro, que revê a figura do Conselho Consultivo de Avaliação de Impacte Ambiental (CCAIA), enquanto fórum privilegiado para articulação entre as partes envolvidas na aplicação deste regime.

DL nº 285/2007 - Aprova o regime dos projetos PIN+, estabelecendo regras para a AIA destes projetos e encurtando os prazos dos respectivos procedimentos.

Despacho nº 11091/2001 - Determina procedimentos para projetos de instalações de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis.

Despacho conjunto nº 583/2001 alterado pelo Despacho Conjunto nº 290/2003 - Sujeita a AIA (Avaliação de Impacto Ambiental) todos os projetos de parques eólicos localizados em áreas sensíveis, independentemente das suas características.

Despacho nº 12006/2001 - Define procedimentos para o licenciamento de parques eólicos em zonas sensíveis e a sua articulação com os regimes da Reserva Ecológica Nacional e da AIA.

DL nº 140/99, retificado pela Declaração de Retificação nº 10-AH/99, alterado pelo DL nº 49/2005, que o republica - Revê a transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva nº 79/409/CEE (relativa à conservação das aves selvagens) e da Diretiva nº 92/43/CEE (relativa à preservação dos habitats naturais e da fauna e da flora selvagens).

Despacho nº 31195/2008 - Nomeia os membros do Conselho Consultivo de AIA no triênio 2009-2011.

Despacho nº 14424/2005 - Nomeia os membros do Conselho Consultivo de AIA no triénio 2005-2008.

Portaria nº 123/2002 - Define a composição e o modo de funcionamento e regulamenta a competência do Conselho Consultivo de Avaliação de Impacte Ambiental.

DL nº 316/2007, retificado pela Declaração de Retificação nº 104/2007 - Altera o Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (RJIGT), aprovado pelo DL nº 380/99, introduzindo alterações decorrentes da transposição da Diretiva 2001/42/CE sobre avaliação ambiental dos planos e programas, estabelecendo, nomeadamente, os procedimentos para a avaliação ambiental dos planos de ordenamento do território (setoriais, especiais, regionais e municipais).

DL nº 232/2007 - Estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna as Diretivas 2001/42/CE e 2003/35/CE.

Portaria nº 1067/2009 - Atualiza os valores das taxas a cobrar pelas Autoridades de AIA.

Portaria nº 1257/2005 - Revê as taxas a cobrar no âmbito do procedimento de avaliação de impacte ambiental (AIA).

Despacho nº 11874/2001 - Define o formato das aplicações informáticas dos ficheiros que o proponente fica obrigado a entregar, contendo as peças escritas e desenhadas das diferentes fases da AIA, para divulgação na Internet.

Portaria nº 330/2001, retificada pela Declaração de Retificação nº 13-H/2001 - Fixa as normas técnicas para a estrutura da proposta de definição do âmbito do EIA (PDA) e normas técnicas para a estrutura do estudo do impacte ambiental (EIA).

DL nº 69/2000, retificado pela Declaração de Retificação nº 7-D/2000, alterado pelo DL nº 74/2001, alterado pelo DL nº 69/2003, alterado pelo DL nº 197/2005, que o republica (com posterior Declaração de Retificação nº 2/2006)



- Aprova o regime jurídico da Avaliação de Impacte Ambiental, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva nº 85/337/CEE, com as alterações introduzidas pela Diretiva nº 97/11/CE.

DL nº 60/2012 - Altera os anexos I e II do DL nº 69/2000 - Foi publicado o DL nº 60/2012 e que estabelece o regime jurídico da atividade de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, e que altera os anexos I e II do DL nº 69/2000.

DL nº 151-B/2013 - Estabelece o regime jurídico da Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva nº 2011/92/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011, relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos públicos e privados no ambiente.

DL nº 47/2014 - primeira alteração ao DL nº 151-B/2013 - estabelece o regime jurídico de avaliação de impacte ambiental (AIA) dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, transpondo a Diretiva nº 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011, relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos públicos e privados no ambiente.

Lei nº 19/2014, de 14 de abril - Foi publicada a Lei nº 19/2014, de 14 de abril que revoga a Lei nº 11/87, de 7 de abril (Lei de Bases do Ambiente) e que define as novas bases da política de ambiente.

Portaria nº 172/2014, de 5 de setembro, que revê a figura do CCAIA - Foi publicada a Portaria nº 172/2014, de 5 de setembro, definida pelos Ministérios da Economia, do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, da Agricultura e do Mar, da Saúde e da Educação e Ciência e ao abrigo do disposto no nº 6 do artigo 10.º, do DL nº 151-B/2013, de 31 de outubro, que revê a figura do Conselho Consultivo de Avaliação de Impacte Ambiental (CCAIA), enquanto fórum privilegiado para articulação entre as partes envolvidas na aplicação deste regime.

#### 4.11 RETORNO DO INVESTIMENTO

Essa questão tem obtido resposta de acordo com o quadro atual do país, ou seja, instável. Conforme metas de produção alternativa de energia ficam próximas das estimadas, o incentivo fica menor. Paralelo a isso, deve-se contar também com a recente crise em Portugal, que ainda não ficou para trás. Porém, considerando o início do período de incentivo por parte do governo, o produtor recebia 0,65 € para cada kWh de energia fotovoltaica injetada. Nos 10 anos seguintes, o valor era fixado anualmente no início de cada ano. De acordo com o site Portal Energia, para adquirir o maior sistema fotovoltaico possível para um pequeno produtor, o investimento ficava em torno dos vinte mil euros. Para tal investimento, o retorno se dava em média dentro de seis anos.

Já para produção eólica, o período necessário para haver um retorno no investimento inicial é um tanto abrangente, dependendo da potência da turbina instalada, das condições locais do vento somada ao aproveitamento da energia produzida. Devemos também considerar que é uma tecnologia ainda bastante cara mesmo comparada à fotovoltaica se considerarmos a produção pelo preço.

## 5 COMPARAÇÕES ENTRE AS POLÍTICAS DE PORTUGAL E BRASIL

Para haver uma comparação entre as políticas adotadas por Portugal com a nacional, devemos também considerar a influência da Comunidade Europeia em decisões pertinentes às políticas adotadas como bloco. Além do mais, se faz necessário reconhecer que já partimos tendo exemplos do que deu ou não certo em outros países que deram início a tais programas anteriormente ao nosso.

Um outro ponto a se considerar é o fato de programas que incentivam a produção descentralizada de energia começaram não apoiando somente fontes de energia renováveis, mas qualquer tipo de fonte. Isso se deve às crises do petróleo a nível global. Porém, tais políticas foram evoluindo para ir ao encontro de novos interesses mundiais, como a diminuição da emissão de gases que provocam o efeito estufa.

A principal diferença está na forma como a energia é tratada. No Brasil temos o crédito de energia dado pelo *net metering*, onde a energia injetada é depois usada pelo consumidor, enquanto Portugal optou pelo *feed-in*, onde é pago um valor determinado pela energia injetada na rede.

Houve necessidade, em Portugal, de dar prioridade para o kW vindo de fontes alternativas, uma vez que o consumidor (produtor, nesse caso) receberia pela energia injetada na rede. Porém, aqui, por termos adotado o *Net Metering* como sistema de compensação, a energia é automaticamente injetada para acumulação de créditos em energia que, futuramente, será utilizada.

De início o valor do kW chegava a quase seis vezes o valor do kW pago ao consumir, o que gera aparentemente um retorno mais visível. No entanto um investimento maior deve ser feito. Cabe questionar se esse investimento seria mais interessante a médio e longo prazo em comparação com a construção de uma usina com potência igual, salientando que também seria necessário investimento em linhas de transmissão e equipamentos gerais que essas usinas necessitam, uma vez que não ficam no centro onde a carga é mais usada e, portanto, devem vir com toda sua estrutura necessária.

Outro ponto diferente é o fato do Brasil já possuir em sua matriz fonte de energia predominantemente hidráulica. Portanto nossa visão a longo prazo, de momento ao menos, é um pouco diferente da europeia como um todo, como foi o caso da Política Energética pela Europa (EPE), criada pelo Conselho Europeu de Bruxelas em 2007, onde o principal objetivo era diminuir as emissões de gases poluentes.

Um ponto interessante na forma de Portugal lidar com o *feed-in* foi o fracionamento de uma tarifa de referência, paga aos produtores, que servia para o cálculo do valor dado de acordo com a fonte usada, como visto na seção Tarifa de Referência (TR) 2015 deste trabalho. Poderíamos aqui no Brasil usar algo semelhante, talvez premiando de alguma forma tecnologias recentes ou produzidas na indústria local.

O principal fator para quem opta por produzir energia localmente talvez seja o retorno do investimento. Com uma tarifa *feed-in* a previsão fica mais próxima da real. Já o *net metering*, sobretudo no Brasil onde o preço da energia tem variado muito até a publicação desse trabalho, a previsão de retorno do investimento pode ser calculada pelo valor que o consumidor vai deixar de gastar com energia. Como será futuramente considerado o uso do crédito energético, se haverá ou não alguma relação com o horário de pico para, dessa forma, manter um maior interesse de investimento.

Também devemos considerar o fato de que Portugal elaborava suas políticas tendo metas específicas como base para, a partir dali, mudar a postura adotada com incentivos. Conforme sua base em fontes renováveis foi aumentando, o incentivo foi diminuindo. Isso hoje deixa o país ibérico menos dependente hoje de combustíveis fósseis, o que justificou seu investimento.

## 6 CONCLUSÃO

O Brasil, apesar de ter proporções continentais, já possui uma matriz hidráulica, que pode ainda ser considerada renovável. Claro, devemos considerar que o impacto causado por um alagamento de grandes proporções pode ser tão ou mais nocivo quanto emissões de gases poluentes, uma vez que a fauna local é severamente afetada. Sem contar os gases emitidos.

Podemos observar que precisamos alterar nossa matriz energética, indo de encontro com propósitos globais, no entanto nos falta uma única entidade responsável pelo processo de evolução energética no Brasil. Nosso país carece de sincronia entre as entidades existentes, cada uma responsável por uma parte (regulação, padronização etc), tornando o processo de mudança algo mais complicado do que deveria ser, atrasando a chegada de melhorias e, possivelmente, adotando tecnologias possivelmente já próximas de se tornarem obsoletas.

Temos um exemplo recente do investimento feito pelos Estados Unidos em sua economia, atingindo setores como o energético, impulsionando a adoção e aplicação das *smart grids*. Para isso, as decisões não dependiam de vários órgãos governamentais, mas apenas um. Uma política como essa aplicada no Brasil permitiria um maior investimento por parte das comercializadoras, não necessitando repassar a totalidade do mesmo para o consumidor final.

De início deveríamos ter um programa que incentive o uso em massa de medidores inteligentes, base para uma *smart grid*. Apenas com isso, seria desnecessário, por exemplo, despachar técnicos para manutenção de algo cujo defeito ainda deve ser localizado, ou então para corte/reestabelecimento de energia de alguma unidade consumidora.

Poderíamos, após ou durante a adoção de medidores inteligentes, investir na educação do consumidor, para que haja um aproveitamento mais racional da energia, indo de encontro ao fato de que a construção de usinas, independente quais sejam, leva bastante tempo.

Programas nacionais como PROCEL fariam mais sentido, ou seriam finalmente usados, uma vez que a educação do consumidor poderia incentivar também a indústria civil (PROCEL EDIFICA) para um melhor aproveitamento da energia através de plantas otimizadas, com isolamento térmico mais eficiente. A eficiência do consumo poderia atingir não apenas a energia elétrica, mas também outro recurso natural que é a água.

## 7 REFERÊNCIAS

ANEEL (Brasil) (Org.). **PRODIST Módulo 5: Sistemas de Medição**. 2015. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/microgeracao-em-portugal/>>. Acesso em: 11 set. 2015.

APISOLAR (Portugal). Associação Portuguesa da Indústria Solar. **Políticas Públicas**. 2015. Disponível em: <<http://www.apisolar.pt/pt/energia-solar-fotovoltaica/politicas-publicas-legislacao>>. Acesso em: 08 ago. 2015.

BRASIL. EPE. (Org.). **Empresa de Pesquisa Energética**. 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos\\_23/nt\\_energiasolar\\_2012.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf)>. Acesso em: 7 ago. 2015.

BRASIL. EPE. (Org.). Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira**. 2012. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_23/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf)>. Acesso em: 11 set. 2015.

BRASIL. MME. (Org.) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**. 2015. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030)>. Acesso em: 07 set. 2015.

BRIGHT SOLAR (Portugal) (Org.). **UPP: Unidades de Pequena Produção**. 2015. Disponível em: <<http://www.bright-solar.pt/solucoes-servicos/solar-fotovoltaico/unidade-de-pequena-producao-upp/>>. Acesso em: 7 set. 2015.

CD-ROM - **Atlas de Energia Elétrica no Brasil: Energia Eólica**. 2003. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia\\_eolica/6\\_3.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_3.htm)>. Acesso em: 07 ago. 2015.

ENIO BUENO PEREIRA (São José dos Campos). Inpe. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2017. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas\\_Brasileiro\\_Energia\\_Solar\\_2a\\_Edicao.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf)>. Acesso em: 04 nov. 2017.

ERSE (Portugal) (Org.). **Leilões de PRE**. 2015. Disponível em: <<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/leiloesdePRE.aspx>>. Acesso em: 8 set. 2015.

Faria, Felipe et al. **Estimating greenhouse gas emissions from future Amazonian hydroelectric reservoirs**. Disponível em: <<http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/10/12/124019/pdf>> Acesso em: 27 de novembro de 2017.

GLOBO. **Apagão de energia elétrica atinge 11 estados e o Distrito Federal**. 2015. Disponível em: <Referência: GLOBO, Jornal da. Apagão de energia elétrica atinge 11 estados e o Distrito Federal. 2015. Disponível em: <<http://g1.globo.com/jornal-da-globo/noticia/2015/01/apagao-de-energia-eletrica-atinge-11-estados-e-o-distrito-federal.html>>. Acesso em: 11 set. 2015.

GOMES, Carla Amado; FRANCO, Raquel; CALADO, Diogo. **ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS**. 2014. E-pública - Revista Eletrônica de Direito Público. Disponível em: <<http://e-publica.pt/energiasrenovaveisportugal.html>>. Acesso em: 12 ago. 2015.

HOMAR (Portugal) (Org.). **UPAC: Unidades de Produção para Autoconsumo**. 2015. Disponível em: <<http://homar.pt/wp/autoconsumo/>>. Acesso em: 7 set. 2015.

IBERWIND (Portugal) (Org.). **Licenciamento de um Parque Eólico**. 2015. Disponível em: <<http://www.iberwind.com/pt/o-poder-do-vento/desafio-global/#4>>. Acesso em: 8 set. 2015.



MIBEL (Portugal e Espanha) (Org.). Mercado Ibérico da Energia Eléctrica. 2015. Disponível em: <<http://www.mibel.com/>>. Acesso em: 6 ago. 2015.

NATASCHA TRENNEPOHL (Europa). **Legal Sources On Renewable Energy. Feed-in tariff.** 2014. Disponível em: <<http://www.res-legal.eu/search-by-country/portugal/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarifas-feed-in/lastp/179/>>. Acesso em: 12 ago. 2015.

OMIP (Espanha) (Org.). **Operador del Mercado Ibérico de Energia:** (Pólo Español). 2015. Disponível em: <<http://www.omip.pt>>. Acesso em: 8 set. 2015.

PEDRO, Carla; PRADO, Miguel. **EDP assina acordo para primeira torre eólica na costa portuguesa.** 2011. Disponível em: <<http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/noticias/noticia09.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

PORTAL ENERGIA (Portugal) (Org.). **Microgeração em Portugal.** 2015. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/microgeracao-em-portugal/>>. Acesso em: 10 set. 2015.

PORTAL SOLAR (Brasil). **Quanto Custa A Energia Solar Fotovoltaica.** 2016. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 27 nov. 2017.

PORTUGAL. APREN (Org.). Associação Portuguesa de Energias Renováveis. 2015. Disponível em: <<http://www.apren.pt/pt/>>. Acesso em: 6 ago. 2015.

PORTUGAL. EDP. Organização do mercado. 201-. Disponível em: <<https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx>>. Acesso em: 08 set. 2015.

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO (Brasil). **PROINFA:** PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS

DE ENERGIA ELÉTRICA. 2009. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PR\\_OINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf](http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PR_OINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf)>. Acesso em: 07 ago. 2015.

SRD - SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO (Brasil). Aneel. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 29 nov. 2017.

SWERA (Brasil). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2006. 60 p. Disponível em: <[http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas\\_solar-reduced.pdf](http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf)>. Acesso em: 12 ago. 2015.