



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

Avaliação Económica de Sistemas Solares Fotovoltaicos Residenciais

TIAGO HORTA NISA
Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica no Ramo de Energia

Orientadores:

Professora Cristina Inês Camus
Professor Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Júri:

Presidente: Professor José Manuel Igreja

Vogais: Professora Cristina Inês Camus
Professor João Ninitas Lagarto

Dezembro de 2014

Dissertação realizada sob orientação de:

Professora Cristina Inês Camus

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

INSTITUTO SUPERIOR de ENGENHARIA de LISBOA

Equip. Assist. 2º Triénio Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

INSTITUTO SUPERIOR de ENGENHARIA de LISBOA

Agradecimentos

Em primeiro lugar presto os meus agradecimentos à professora Cristina Inês Camus e ao professor Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio, meus orientadores, do Departamento de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação, por aceitarem a orientação desta dissertação e por toda a disponibilidade e colaboração prestada. Um obrigado extra aos dois, desde 2002, ano da minha integração na Comissão Pedagógica do Departamento de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação, que os considero meus mentores, tendo-os em elevada estima e consideração.

Não menos importante, quero agradecer à minha família (Pai, Mãe, Mano e Avós) e à Marisa, especialmente pela força e incentivo, muita compreensão e apoio, ao longo desta minha jornada.

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo efetuar uma avaliação económica da rentabilidade da produção de energia através de sistemas solares fotovoltaicos de pequena escala (residenciais), considerando os incentivos ao nível das tarifas de compra dessa energia. Pretende-se realizar uma análise financeira em diversos países, Portugal, França, Alemanha e Turquia, com o intuito de efetuar a comparação face às horas disponíveis de produção solar tendo em conta as tarifas bonificadas aplicadas para a produção de energia de pequena escala. Em resumo, para além do estudo das condições geográficas, que irão influenciar o número de horas equivalentes de produção, será igualmente efetuado o estudo dos fatores económicos, nomeadamente o valor pago pelo kWh produzido através desta tecnologia nos países referidos. As conclusões serão fundamentadas com a análise dos valores obtidos por país do VAL, TIR, *Payback* e LCOE (custo nivelado de energia ou custo do kWh produzido).

Palavras-chave

Solar fotovoltaico
Tarifas Solar FV
Avaliação económica
Rentabilidade
Payback

Abstract

The objective of this dissertation is to make an assessment of the profitability of energy production through small scale solar photovoltaic systems, considering the level of incentives to generate this energy through feed-in tariffs. It is intended to obtain financial analysis in several countries, including, Portugal, France, Germany and Turkey, in order to compare the availability of solar radiation, the feed-in tariffs and the technology development for the small scale electricity generation, which will influence the number of equivalent hours of production. The study will also be made to economic factors, including the amount paid by the kWh produced by this technology in various countries analyzed. The findings will be substantiated by the analysis of the values obtained by country, NPV, IRR, Payback and LCOE (levelized cost of energy or cost per kWh produced).

Keywords

Solar PV Energy
Solar PV tariffs
Profitability
Rentability
Payback

ÍNDICE

Capítulo 1. Introdução	1
1.1 - Enquadramento.....	2
1.2 - Objetivos de Estudo	2
1.3 - Motivação.....	2
1.4 - Organização do Texto	3
1.5- Notação.....	3
Capítulo 2. Estado da Arte - Solar Fotovoltaico	4
2.1 - Energia Solar FV	6
2.1.1 - Solar FV.....	6
2.1.2 -Evolução do solar fotovoltaico - Europa e resto do Mundo.....	9
2.1.3 -Evolução do solar fotovoltaico - Portugal.....	15
2.1.4 -Evolução do solar fotovoltaico - França.....	17
2.1.5 -Evolução do solar fotovoltaico - Turquia.....	19
2.1.6 -Evolução do solar fotovoltaico - Alemanha.....	21
Capítulo 3. Regimes Remuneratórios	23
3.1 - Regimes Remuneratórios - Produtores de Energia FV	24
3.1.1 - FiT - Tarifa bonificada	24
3.1.2 - Net-Metering	24
3.1.3 - Autoconsumo, Produtos Financeiros e outros.....	25
3.2 - Regime remuneratório analisado por país de estudo.....	25
3.2.1 - Regime remuneratório - Portugal	26
3.2.2 - Regime remuneratório - França.....	27
3.2.3 - Regime remuneratório - Turquia.....	28
3.2.4 - Regime remuneratório - Alemanha	29

Capítulo 4. Radiação Solar - Europa e Países do estudo	31
4.1 – Radiação Solar Europa	32
4.2 – Radiação Solar Portugal	36
4.3 – Radiação Solar França	37
4.4 – Radiação Solar Turquia	38
4.5 – Radiação Solar Alemanha	39
Capítulo 5. Metodologia	41
5.1 - Objetivos e Software utilizado (PVSyst)	42
5.2 – Preparação e organização	42
5.3 – Metodologia e Fórmulas utilizadas.....	42
5.3.1 - VAL	42
5.3.2 - TIR	43
5.3.3 - Payback	44
5.3.4 - LCOE	47
Capítulo 6. Casos de Estudo - Cálculos	49
6 - Introdução.....	50
6.1 - Sistema FV e análise	50
6.2 - Configuração do Sistema FV no software PVSyst	53
6.2.1 –PVSyst - Portugal	57
6.2.2 –PVSyst - França.....	58
6.2.3 – PVSyst - Turquia	59
6.2.4 – PVSyst - Alemanha	60
6.3 - Custos do sistema FV por país	60
6.4 - Tarifas FiT de 2014 por país	61
6.5 - Resultados	61
6.5.1 - Resultados - Portugal	61
6.5.2 - Resultados - França	64
6.5.3 - Resultados - Turquia	67
6.5.4 - Resultados - Alemanha	70
6.6 - Comparação e análise de resultados.....	74

Capítulo 7. Conclusões	81
7.1 - Principais conclusões	82
7.2 - Desenvolvimentos futuros.....	87
Referências Bibliográficas	89
Referências Legislativas	93

Lista de Figuras

Figura2.1 – Princípio de funcionamento de uma célula FV.....	8
Figura2.2 – Evolução temporal da potência instalada em GW – UE27.....	13
Figura 2.3 – Evolução temporal da potência instalada em MW – países do estudo.....	14
Figura 2.4 - Evolução temporal das instalações FV per capita – países do estudo.....	15
Figura2.5 - Evolução temporal da potência instalada em MW – Portugal.....	16
Figura2.6 - Evolução temporal da potência instalada em MW – França.....	17
Figura2.7 - Evolução temporal da potência instalada em MW – Turquia.....	20
Figura2.8 - Evolução temporal da potência instalada em MW – Alemanha.....	21
Figura3.1 – FiT e custo de eletricidade – Portugal.....	26
Figura 3.2 – FiT e custo de eletricidade – França.....	27
Figura3.3 – FiT e custo de eletricidade – Turquia.....	28
Figura3.4 – FiT e custo de eletricidade – Alemanha.....	29
Figura 4.1 – Potencial solar FV – Europa.....	32
Figura 4.2 – Comparação global de radiação FV nas zonas urbanas - Europa.....	33
Figura 4.3 – Inclinação ótima para módulos FV – Europa.....	34
Figura 4.4 – Diferença de rendimento entre sistema FV fixo e seguidor 1 eixo –Europa.....	35
Figura 4.5 – Potencial solar FV – Portugal.....	36
Figura 4.6 – Potencial solar FV –França.....	37
Figura 4.7 – Potencial solar FV –Turquia.....	38
Figura 4.8 – Potencial solar FV – Alemanha.....	39
Figura5.1 - Fluxograma da metodologia de simulação e cálculo aplicada por país.....	42
Figura 6.1 – Componentes do sistema FV.....	51
Figura 6.2 – Características módulos FV.....	51
Figura6.3 – Características inversor DC/AC.....	52
Figura6.4 – Menu 1 –PVSyst.....	53
Figura 6.5 – Menu 2 –PVSyst.....	54
Figura 6.6 – Menu 3 –PVSyst.....	55
Figura 6.7 – Menu 4 – PVSyst.....	56
Figura6.8 – Configuração sistema FV - Portugal.....	57
Figura6.9 – Configuração sistema FV – França.....	58
Figura 6.10 – Configuração sistema FV – Turquia.....	59

Figura 6.11 – Configuração sistema FV – Alemanha.....	60
Figura6.12 – Produção anual de energia – Portugal.....	62
Figura6.13 – Desempenho anual do sistema FV – Portugal.....	62
Figura6.14 – Diagrama anual produção e perdas do sistema FV – Portugal.....	64
Figura6.15 – Produção anual de energia – França.....	65
Figura 6.16 – Desempenho anual do sistema FV – França.....	65
Figura 6.17 – Diagrama de produção e perdas do sistema FV – França.....	67
Figura6.18 – Produção anual de energia – Turquia.....	68
Figura6.19 – Desempenho anual do sistema FV – Turquia.....	68
Figura 6.20 – Diagrama de produção e perdas do sistema FV – Turquia.....	70
Figura 6.21 – Produção anual de energia – Alemanha.....	71
Figura6.22 – Desempenho anual do sistema FV – Alemanha.....	71
Figura 6.23 – Diagrama de produção e perdas do sistema FV – Alemanha.....	73
Figura6.24 – Horas equivalentes de radiação solar – países do estudo.....	74
Figura 6.25 – Temperatura média anual – países do estudo.....	75
Figura 6.26 – Produção DC média anual – países do estudo.....	75
Figura 6.27 – Produção AC média anual – países do estudo.....	76
Figura 6.28 – Desempenho do sistema FV – países do estudo.....	76
Figura6.29 – Produção média anual – Portugal.....	77
Figura 6.30 – Cash-Flow acumulado e receita anual– Portugal.....	77
Figura6.31 – Produção média anual – França.....	78
Figura6.32 – Cash-Flow acumulado e receita anual– França.....	78
Figura6.33 – Produção média anual – Turquia.....	79
Figura6.34 – Cash-Flow acumulado e receita anual- Turquia.....	79
Figura6.35 – Produção média anual – Alemanha.....	80
Figura6.36 – Cash-Flow acumulado receita anual - Alemanha.....	80
Figura 7.1 – Cash-Flows acumulados – países de estudo.....	83
Figura 7.2 –Cash-Flow acumulado e receita anual (regime geral) – Portugal.....	84

Lista de Tabelas

Tabela 6.1 – Repartição de custos do sistema FV.....	60
Tabela 6.2 – Tarifas FiT 2014 – Países do estudo.....	61
Tabela 6.3 – Resultados de produção sistema FV – Portugal.....	63
Tabela6.4 – Resultados de produção sistema FV - França.....	66
Tabela 6.5 – Resultados de produção sistema FV - Turquia.....	69
Tabela6.6 – Resultados de produção sistema FV - Alemanha.....	72
Tabela7.1 – Resumo de resultados final.....	82
Tabela7.2 – Resultados comparação regimes remuneratórios – Portugal.....	85

Lista de Equações

Equação 5.1 – VAL.....	43
Equação5.2 – Payback.....	45
Equação5.3 – LCOE.....	47

Lista de Abreviaturas

Siglas:

AT	- Alta Tensão
BAPV	- Building Attached Photovoltaic
BIPV	- Building Integrated Photovoltaic
BT	- Baixa Tensão
BTE	- Baixa Tensão Especial – potência contratada > a 41,4 kVA
BTN	- Baixa Tensão Normal– potência contratada ≤ a 41,4 kVA
CO₂	- Dióxido de carbono
CRE	- Commission de Régulation de L'Énergie
DC	- Corrente Contínua (Direct Current)
EAP	- Energia Anual Produzida
EEG	- Lei das Energias Renováveis Alemã
EPDK	- Energy Market Regulatory Authority
EPIA	- European Photovoltaic Industry Association
ERSE	- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FiT	- Feed-in Tariff
FV	- Fotovoltaico
IEA	- International Energy Agency
IRR	- Internal Rate of Return
IVA	- Imposto valor acrescentado
KfW	- Programa de Energias Renováveis – Alemanha
LCOE	- Custo Nivelado de Energia
MAT	- Muito Alta Tensão
MENA	- Middle East and North Africa (Médio Oriente e Norte de África)
MT	- Média Tensão
Payback	- Retorno do Capital Investido
PR	- Período de Retorno
PR(%)	- Performance Ratio (Índice de Desempenho)
PRE	- Produtores em Regime Especial
PV	- Photovoltaic
REN	- Rede de Elétrica Nacional
TEIAS	- Turkish Electricity Transmission Company
TI	- Tecnologias de Informação
TIR	- Taxa interna de retorno
UE	- União Europeia
UE27	- União Europeia dos 27 países Membros

VAL	- Valor Atual Líquido
VPL	- Valor Presente Líquido

Unidades:

\$	- Dolar
\$/kWh	- Dolar por kilo Watt hora
€	- Euro
€/kWh	- Euro por kilo Watt hora
c€	- Cêntimos de Euro
c€/kWh	- Cêntimos por kilo Watt hora
GW	- Giga Watt
GWh	- Giga Watt hora
GWp	- Giga Watt pico
kVA	- Kilo Volt Ampere
kWh	- Kilo Watt hora
MW	- Mega Watt
MWh	- Mega Watt hora
MWp	- Mega Watt pico
TW	- Tera Watt
TWh	- Tera Watt hora
TWp	- Tera Watt pico
W	- Watt

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é feita uma introdução às produções residenciais de energia solar fotovoltaica, em termos de tecnologia e filosofia do sistema. Apresenta-se igualmente um enquadramento global dos regimes remuneratórios para esta tecnologia de produção de energia em vários países da União Europeia (Portugal, França, Turquia e Alemanha), explicando de seguida o estudo e esboçam-se as ideias fundamentais que motivaram a escolha deste tema. Descreve-se ainda a forma como o texto está organizado, assim como a notação utilizada ao longo do trabalho.

1.1 - Enquadramento

Num mercado liberalizado de energia elétrica, a sua compra e venda pode ser efetuada com uma multiplicidade de cenários, de acordo com os interesses quer do vendedor, quer do comprador. No que se refere à compra e venda de energia elétrica produzida através de produção solar fotovoltaica residencial, os cenários são distintos entre países, embora partindo de princípios semelhantes e tecnologias equivalentes.

De entre os cenários acima mencionados, existem diferenças em diversos fatores, nomeadamente, valor do kWh de venda, horas equivalentes de radiação solar e tecnologia. No entanto, a grande diferença de país para país, é ao nível político-económico, onde as tarifas aplicadas para a compra/venda de energia são variáveis, e podem ser bonificadas ou reguladas de acordo com o mercado de energia e mediante um determinado período de tempo.

1.2 - Objetivos de Estudo

O principal objetivo de estudo desta dissertação, visa evidenciar a diferença entre respetivas legislações implementadas por país, ao nível dos regimes bonificados, para definição do mercado de venda de energia solar fotovoltaica proveniente de produções residenciais descentralizadas, assim como, a importância dessa energia verde produzida, os respetivos incentivos e tecnologia utilizada.

Outro objetivo consiste em determinar qual a legislação e o respetivo regime bonificado, que através do modelo de remuneração adotado, permite o cálculo do VAL (Valor Atual Líquido), LCOE (Custo Nivelado de Energia), *Payback* (retorno do capital investido) mais rápido e consequente TIR (Taxa Interna de Retorno) para um investimento numa produção de energia fotovoltaica residencial.

1.3 - Motivação

Com a introdução no mercado de energia elétrica, das produções de energia solar fotovoltaica de forma residencial e descentralizada, houve várias abordagens por parte dos países da União Europeia quanto ao melhor modelo económico a adotar. Devido à forma exponencial com que esta tecnologia e forma de produção de energia têm crescido, houve necessidade de criação de mecanismos dinâmicos de forma a legislar e regular a injeção da energia proveniente das denominadas produções fotovoltaicas residenciais na rede elétrica.

Como forma de análise do comportamento dos países a essa introdução, quatro países (Portugal, França, Turquia e Alemanha) serão os “*case-studies*” para estudo de viabilidade dos sistemas de produção, tanto na ótica do produtor como na ótica do comercializador.

1.4 - Organização do Texto

No segundo capítulo é abordado o estado da arte da energia solar fotovoltaica e sua respetiva evolução temporal, assim como o estado da arte sobre a produção de energia solar fotovoltaica residencial ou de pequena escala

No terceiro capítulo pretende-se aprofundar a temática da evolução da legislação e política adotadas nos países definidos, para regular a produção descentralizada de energia através do solar fotovoltaico residencial ou de pequena escala.

O quarto capítulo é destinado à caracterização dos índices de radiação solar a nível Europeu e em particular cada país escolhido, associando a produção de energia recorrendo ao solar fotovoltaico.

A metodologia aplicada nos quatro casos de estudos é descrita no quinto capítulo onde é abordado o *software* utilizado para as simulações de produção de energia. São ainda apresentadas as expressões utilizadas nos cálculos.

Os casos de estudo são desenvolvidos no sexto capítulo através da conceção de um modelo com os dados manipulados do capítulo anterior onde se criaram várias simulações mediante os vários regimes remuneratórios e/ou legislação em vigor, o que permitiu a análise das suas diferentes rentabilidades, TIR, Payback, VAL e LCOE.

As conclusões são expressas no sétimo e último capítulo, onde serão discriminadas por país analisado e apresentadas as perspectivas de desenvolvimento de trabalhos futuros.

1.5- Notação

As figuras, tabelas e expressões são apresentadas com referência ao capítulo a que pertencem e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo. A identificação de expressões é apresentada entre parênteses curvos (), e a identificação de referências bibliográficas é apresentada entre parêntesis retos [] de acordo com a bibliografia consultada. Expressões em língua estrangeira ou siglas são também representadas em itálico.

CAPÍTULO

2

Estado da Arte – Solar Fotovoltaico

Neste capítulo é descrito o estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica e a evolução da produção de energia solar fotovoltaica a nível residencial ou em pequena escala.

2.1 – Energia Solar Fotovoltaica

2.1.1 – Solar Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês, Alexandre Edmond Becquerel, que observou o paramagnetismo do oxigénio líquido, quando por acaso, verificou que a exposição à luz de eléctrodos de platina ou de prata dava origem ao efeito fotovoltaico.

Na sequência desta descoberta, durante o ano de 1877, Adams e o seu aluno Richard Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de fotoprodução de electricidade, uma película de selénio depositado num substrato de ferro, em que uma outra película mas de ouro muito fino servia de contacto frontal. Este dispositivo apresentava uma eficiência de conversão de 0,5% [1].

Charles Fritts duplicou essa eficiência para cerca de 1% uns anos depois construindo as primeiras verdadeira células solares, através da construção de dispositivos assentes igualmente em selénio, com uma película de selénio entre duas películas de ouro.

No entanto, não foram as propriedades fotovoltaicas do selénio que excitavam a imaginação da época, mas sim a sua fotocondutividade, isto é, o facto de a corrente produzida ser proporcional à radiação incidente. E de facto, estes primeiros dispositivos encontraram a sua primeira aplicação nos finais do século XIX, pela mão do engenheiro Werner Siemens (o fundador do império industrial homónimo) que os comercializou como fotómetros para máquinas fotográficas.

Embora tenha sido Russell Ohl quem inventou a primeira célula solar de silício, considera-se que a era moderna da energia solar teve início em 1954 quando Calvin Fuller, um químico dos Bell Laboratories em Murray Hill, New Jersey, nos Estados Unidos da América, desenvolveu o processo de dopagem do silício. Fuller partilhou a sua descoberta com o físico Gerald Pearson, seu colega no Bell Labs e este, seguindo as instruções de Fuller, produziu uma junção p-n ou díodo mergulhando num banho de lítio uma barra de silício dopado com um elemento doador electrónico. Ao caracterizar eletricamente a amostra, Pearson descobriu que esta exibia um comportamento fotovoltaico e partilhou a descoberta com ainda outro colega,

Daryl Chapin, que tentava infrutíferamente arranjar uma alternativa para as baterias eléctricas que alimentavam redes telefónicas remotas.

As primeiras células fotovoltaicas assim produzidas tinham alguns problemas técnicos que foram superados pela química quando Fuller dopou silício primeiro com arsénio e depois com boro obtendo células que exibiam eficiências recorde de cerca de 6% [2].

A primeira célula solar (figura 2.1), foi formalmente apresentada na reunião anual da National Academy of Sciences em Washington, e anunciada numa conferência de imprensa no dia 25 de abril de 1954. No ano seguinte a célula de silício viu a sua primeira aplicação como fonte de alimentação de uma rede telefónica em Americus, na Geórgia.

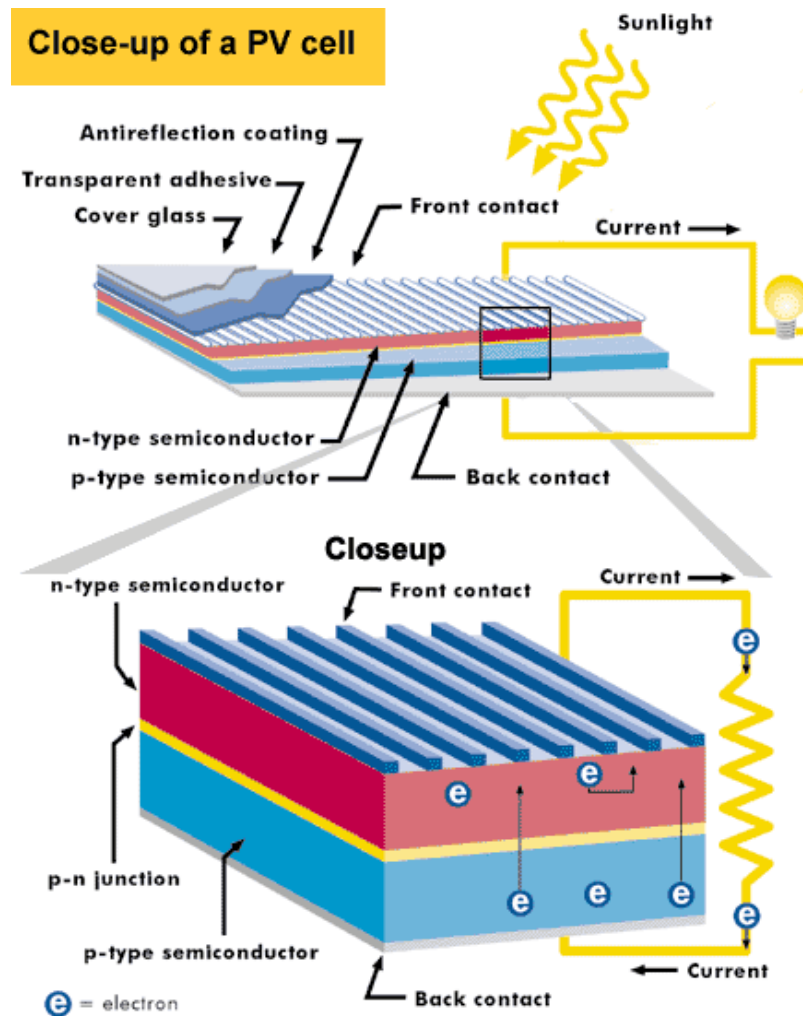


Figura 2.1 – Princípio de funcionamento de uma célula FV (fotovoltaico)[3]

2.1.2 – Evolução do Solar Fotovoltaico– Europa e resto do Mundo

Em 2011 a capacidade de produção de energia solar fotovoltaica da UE (União Europeia) era avaliada em 44,8 TWh, sendo que 51,4 GW dessa capacidade instalada, totalizavam um aumento de 98 % face a 2010, onde as novas instalações da UE de 2011 foram de 21,5 GW. Este crescimento pode-se parcelar como 3,6 % (9,3 GW) na Itália, 3,1 % (7,5 GW) na Alemanha e 2,6 % (5,6 GW) em Espanha.

Estes mercados foram seguidos pela França (1,7 GW) e Reino Unido (784 MW).

Em termos de capacidade cumulativa, Alemanha, com mais de 24 GW, é o país líder na Europa, seguido pela Itália, com mais de 12 GW.

A UE é responsável por 74 % de toda a capacidade mundial instalada em 2011. Segundo a revista Photon Internacional, a produção de células solares em todo o mundo foi de 12,5 GW em 2009 e 37 GW em 2011.

O solar fotovoltaico, é em 2012, uma parte significativa do *mix* de energia elétrica da Europa, produzindo 2 % da demanda na UE e cerca de 4 % da demanda de pico.

Em 2012, a capacidade de produção subiu para 69 GW, o mesmo que o total da capacidade instalada a nível mundial no final de 2011 e correspondendo a um aumento de produção de 85 TWh de eletricidade por ano.

Este volume de energia é suficiente para abastecer anualmente as necessidades de mais de 20 milhões de lares de abastecimento. Em termos de capacidade instalada acumulada a nível global, de acordo com o relatório da Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica, em 2012, a Europa ainda lidera com mais de 70 GW (ou seja, cerca de 69 % da capacidade solar total do mundo fotovoltaica cumulativo).

Com pelo menos 38,4 GW de capacidade recentemente instalada de energia solar fotovoltaica (PV) em todo o mundo e uma capacidade acumulada mundial de 138,9 GW, 2013 foi outro ano histórico para a tecnologia de energia solar fotovoltaica.

Em comparação com os dois anos anteriores, em que a capacidade instalada oscilou apenas um pouco acima de 30 GW anualmente, o mercado de PV progrediu notavelmente em 2013.

Pela primeira vez, em mais de uma década, o mercado europeu de PV não é o de maior crescimento do mundo. A Ásia ultrapassou a Europa de forma notável, e representa em 2013 cerca de 56 % do mercado PV mundial. Este progresso asiático ocorreu em paralelo com o relativo declínio na Europa já observado em 2012. O crescimento vigoroso em mercados fora da UE tem mantido o desenvolvimento global da tecnologia PV numa trajetória ascendente [4].

Acontecimentos de 2013:

- Pelo menos 38,4 GW de sistemas fotovoltaicos foram instalados globalmente em 2013, um aumento de 30 GW face a 2012;
- O solar PV permanece, depois de hidro-elétricas e energia eólica, a terceira fonte de energia renovável mais importante em termos de capacidade instalada a nível mundial;
- Quase 11 GW de capacidade fotovoltaica foram conectados à rede na Europa em 2013, em comparação com 17,7 GW em 2012 e mais de 22,4 GW em 2011;
- Pela primeira vez desde 2003, a Europa perdeu a liderança para a Ásia em termos de novas instalações;
- A China foi o principal mercado em 2013, com 11,8 GW, dos quais 500 MW (Megawatts) representam sistemas *off-grid*, seguido pelo Japão com 6,9GW e os EUA com 4,8GW;
- A Alemanha foi o mercado europeu com maior potência instalada de 2013, perto de 3,3 GW. Outros mercados europeus superaram a marca de 1GW, nomeadamente o Reino Unido (1,5 GW), Itália (1,4 GW), a Roménia (1,1 GW) e a Grécia (1,04 GW);
- Vários mercados europeus, que tiveram um bom desempenho no passado, caíram em 2013, em consequência de decisões políticas para reduzir os incentivos às produções fotovoltaicas, por exemplo, as instalações belgas desceram de 600MW para 215 MW, França passou de 1115 MW para 613 MW, e a Dinamarca reduziu de 300 MW a cerca de 200 MW [5].

Além da diminuição significativa da Alemanha e Itália, a dimensão do mercado de PV europeu restante era estável, com cerca de 6 GW por ano nos últimos três anos (2011, 2012 e 2013).

Fora da Europa, vários mercados continuaram a crescer a um ritmo razoável: Índia, com 1115 MW, Coreia com 442 MW, Tailândia com 317 MW, Canadá com 444 MW, entre outros.

O papel da Europa como o líder inquestionável no mercado PV chegou ao fim. Enquanto a Europa foi responsável por 74 % das novas instalações fotovoltaicas do mundo em 2011, e até cerca de 55 % no ano seguinte, a região representou apenas 29 % das novas instalações

fotovoltaicas do mundo em 2013. Desta forma, vários mercados na Europa ainda têm um forte potencial quase inexplorado para o crescimento PV significativo nos próximos anos.

Em 2013, o crescimento veio principalmente de países da Ásia e especialmente a China eo Japão, que agora se classificam como o primeiro eo segundo mercados globais, respetivamente. O mercado americano cresceu menos rapidamente do que o esperado, mas o crescimento foi observado nos EUA, Canadá e México.

Os mercados PV na Europa e restodo mundo continuaram a progredir rapidamente em direção à competitividade no sector elétrico em 2013, originando diminuições dos preços de tecnologia PV, assim como a ascensão dos custos dos preços de eletricidade, têm ajudado a impulsionar a tecnologia na direção da "paridade de rede dinâmica". Quando a economia de custo de eletricidade e /ou as receitas geradas com a venda de eletricidade PV no mercado são iguais ou maiores do que o custo a longo prazo da instalação e financiamento do sistema fotovoltaico.

No entanto, na maioria dos países, o mercado PV continua a ser conduzido pela política. A introdução, modificação ou supressão progressiva dos regimes de apoio nacionais, que influenciam fortemente o desenvolvimento de mercados de PV e indústrias desses países, também influenciam significativamente as previsões e cenários de crescimento. De facto, o declínio político do suporte para o solar PV levou a uma redução do mercado em vários países europeus (Alemanha, Itália, Bélgica, França e Espanha, por exemplo), enquanto a implementação de novas políticas de tarifa *feed-in* levou a um aumento exponencial dos mercados de outros países (como a China e Japão).

Pelo terceiro ano consecutivo, o PV em 2013 estava entre as duas fontes de energia elétrica mais instaladas na União Europeia. Enquanto a energia eólica ultrapassou PV em 2013 por algumas centenas de MW, essas duas fontes de energia elétrica são os líderes claros de novas fontes de geração de eletricidade. O solar PV cobre agora 3 % da demanda de energia elétrica e 6 % do pico da demanda de energia elétrica na Europa. Como a parcela de PV no *mix* de energia elétrica aumenta, a rede e respetiva integração do solar PV, são desafios cada vez mais importantes para o desenvolvimento futuro desta forma de produção de energia elétrica.

No final de 2009, a capacidade fotovoltaica instalada no mundo era mais de 23GW. Um ano mais tarde foi de 40,3GW e no final de 2011 era de 70,5 GW. Em 2012, a marca de 100 GW foi alcançada e em 2013, quase 138,9 GW de PV foram instalados globalmente, uma quantidade capaz de produzir pelo menos 160TWh de eletricidade por ano. Este volume de energia é suficiente para cobrir as necessidades de fornecimento de energia anual de mais de

45 milhões de lares europeus. Este também é o equivalente à eletricidade produzida por 32 grandes centrais de carvão [6].

A capacidade instalada acumulada global poderia mesmo ter atingido 140 GW em 2013, se o adicional de 1,1 GW na China fosse tido em conta.

A Europa continua a ser líder mundial em termos de capacidade instalada acumulada, com 78,8 GW a partir de 2013. Isso representa cerca de 59 % da capacidade fotovoltaica acumulada do mundo, abaixo dos 70 % em 2012 e cerca de 75 % da capacidade do mundo em 2011. Ásia e países do Pacífico apresentaram um crescimento muito acentuado, tendo atingido a meta dos 40,6 GW instalados, seguidos no *ranking* pelos EUA com 13,7 GW.

Muitos dos mercados fora da UE, em particular os EUA ou Índia, têm aproveitado apenas uma pequena parte do seu enorme potencial solar fotovoltaico. Em 2013, os países asiáticos assumiram a liderança e começaram a desenvolver-se mais rapidamente do que os mercados europeus tradicionais. Vários países de regiões, como a África, o Médio Oriente, Sudeste Asiático e América Latina estão à beira de iniciar o seu desenvolvimento. A capacidade instalada acumulada fora da Europa quase duplicou, passando de 30 GW em 2012 para cerca de 60 GW em 2013, demonstrando o reequilíbrio em curso entre a Europa e o resto do mundo, refletindo mais de perto os padrões de consumo de eletricidade.

A China tornou-se o maior mercado de PV do mundo em 2013 e alcançou o maior acréscimo de potência instalada num só ano, com 11,8 GW conetados à rede, seguidos da Itália com 9,3 GW em 2011 e Alemanha com 7,4 GW e 7,6 GW 2010-2012. O Japão instalou 6,9 GW e alcançou o segundo lugar em 2013, enquanto os EUA instalaram 4,8 GW.

O mercado europeu tem progredido rapidamente na última década, de um mercado com a dimensão anual inferior a 1 GW em 2006 para um mercado de mais de 13,7 GW em 2010 e de 22,3 GW em 2011. Mesmo face às difíceis circunstâncias económicas e diferentes tipos de oposição ao PV em alguns países. Mas o registo de desempenho de 2011, impulsionado pela rápida expansão do PV na Itália e um nível constantemente elevado de instalações na Alemanha, não foi repetido eo mercado caiu para 17,7 GW em 2012 e quase 11 GW em 2013, o que constituiu o nível mais baixo do mercado desde 2009 (figura 2.2) [7].

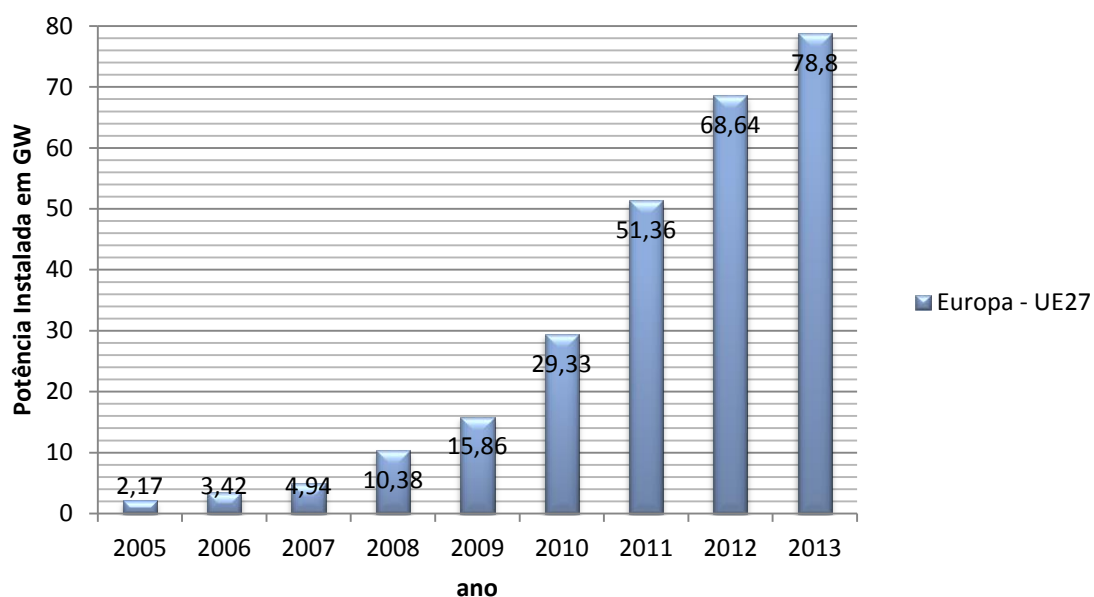


Figura 2.2 – Evolução temporal da potência instalada em GW – UE27

Depois de ocupar a primeira posição a nível mundial, sete vezes nos últimos 14 anos, a Alemanha era apenas o quarto em 2013 com 3,3GW.

O Reino Unido foi o segundo mercado europeu, com 1,5 GW, já Itália, que foi o segundo mercado europeu em 2012, instalando mais de 1,4 GW em 2013, abaixo dos 3,6 GW no ano anterior e 9,3 GW em 2011.

Outros países europeus instalaram mais de 1 GW, entre esses, a Roménia com 1,1 GW e a Grécia com 1,04 GW.

Juntos, China, Japão, EUA, Alemanha e Reino Unido foram responsáveis por quase 28,3 GW, ou três quartos do mercado mundial ao longo do último ano. Ainda mais elevado do que em 2012, quando juntos, estes 5 mercados representaram cerca de 65 % de toda a potência instalada a nível mundial.

A região da Ásia-Pacífico (APAC), que, além da China e Japão inclui a Coreia, Austrália, Taiwan e Tailândia, alcançou o primeiro lugar em 2013, com cerca de 56 % do mercado global de PV[8].

A Europa alcançou o segundo lugar com quase 11 GW de 38,4 GW, ou seja, 29 %.

A terceira região é o Norte América, com o Canadá a desenvolver-se de forma constante conjuntamente com os EUA.

Noutras regiões, como o Médio Oriente e Norte de África (MENA) representam um potencial inexplorado a médio prazo. O PV também demonstra um grande potencial na América do Sul e África, onde a demanda de eletricidade crescerá significativamente nos próximos anos, o que levará à construção de inúmeros projetos de instalações PV a partir de 2014.

No gráfico seguinte (figura 2.3), podemos observar a evolução, entre 2005 e 2013, a nível de potência FV instalada para os 4 países do caso de estudo. Assim como, na figura 2.4, é possível acompanhar a evolução temporal das instalações FV *per capita*, para os países do estudo com a exceção da Turquia que devido à sua recente evolução ao nível do solar FV, ainda não possui dados para análise.

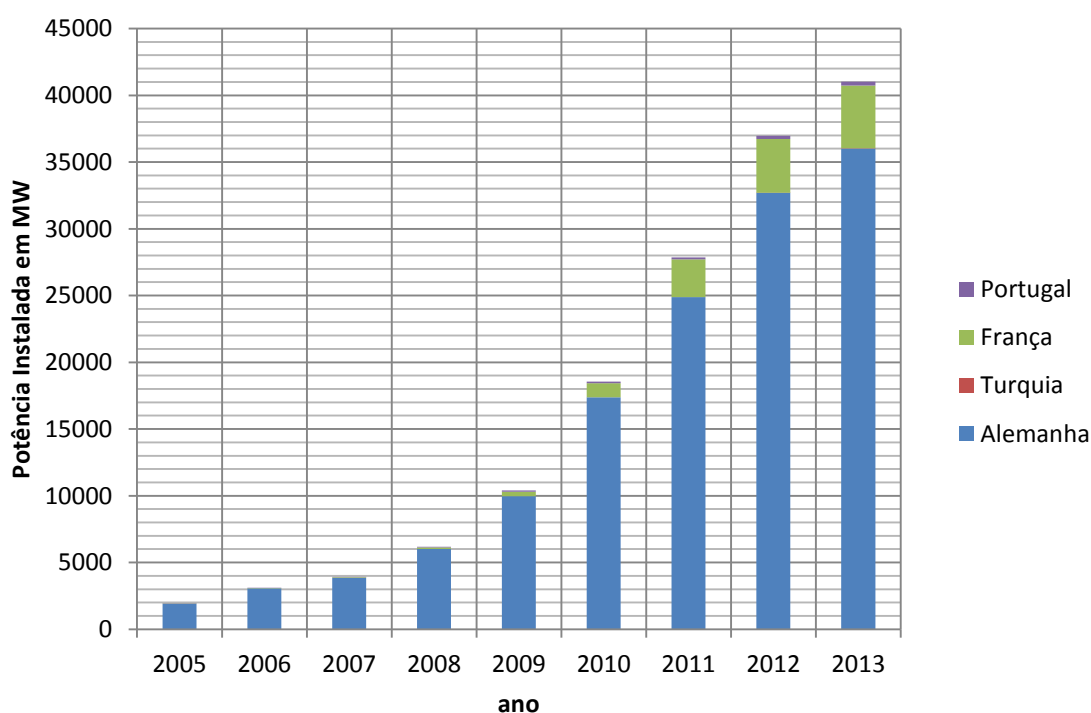


Figura 2.3 – Evolução temporal da potência instalada em MW – países em estudo[9]

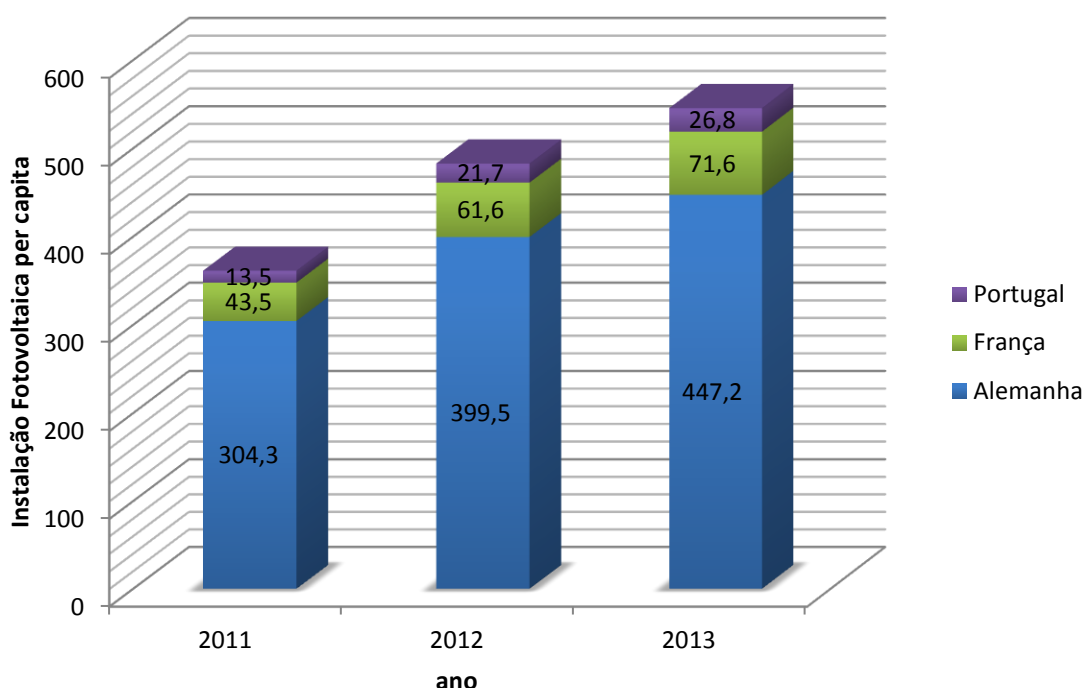


Figura 2.4 – Evolução temporal das instalações FV per capita – países em estudo [10]

2.1.3 – Evolução do Solar Fotovoltaico – Portugal

Em 2001, o Governo português lançou uma nova política energética - Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas), constituído por um conjunto de medidas diversificadas, destinadas a promover uma abordagem coerente e integrada para fornecimento de energia. Ao promover a eficiência energética ea utilização de fontes de energia endógenas (renováveis), o programa visa melhorar a competitividade da economia portuguesa e modernizar o tecido social do país, ao mesmo tempo, preservar o meio ambiente, reduzindo as emissões de gases, especialmente o CO₂ responsável pela mudança climática. Como resultado, nos cinco anos entre 2005 e 2010, a produção de energia a partir de fontes renováveis aumentou 28 %.

Proveniente dessa política energética, surge em janeiro de 2007, a central FV de Serpa com 11 MW de capacidade instalada, abrange uma área de 60 hectares, produz energia suficiente para 8000 casas e economiza mais de 30000 toneladas por ano em emissões de gases de efeito estufa .

Em dezembro de 2008, em Portugal concluiu-se a construção da segunda maior central fotovoltaica do mundo. A central fotovoltaica de Amareleja, abrange uma área de 250 hectares. A central FV de 46 MW produz eletricidade suficiente para 30000 casas e economiza mais de 89383 toneladas por ano em emissões de gases de efeito estufa.

Em 2010, mais de 50 % de todo o consumo anual de eletricidade em Portugal foi gerada a partir de fontes renováveis de energia. As fontes de geração mais importantes foram hidroelétrica (30 %) e energia eólica (18 %), a bioenergia (5 %) e a energia solar fotovoltaica (0,5 %) representam o restante *mix*.

Em 2013, a energia solar foi responsável por 0,58 % do total da eletricidade produzida em Portugal, que aumentou também a sua capacidade solar em 25 % quando comparado a 2012, conforme constatado na figura 2.5.

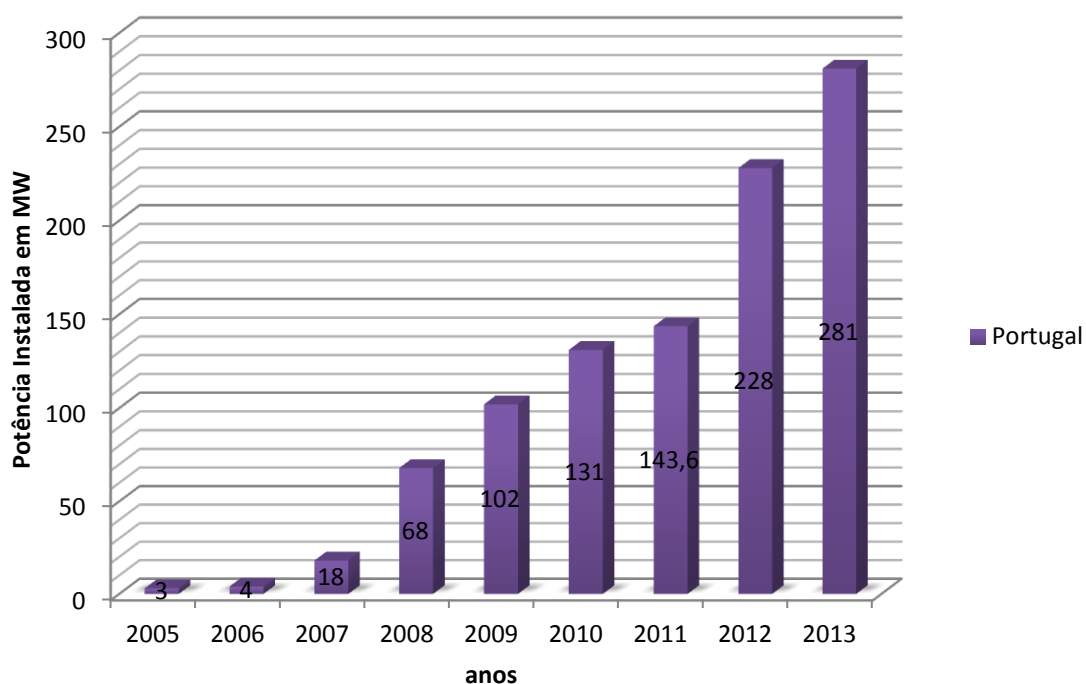


Figura 2.5 – Evolução temporal da potência instalada em MW - Portugal

No final de 2013, Portugal tinha 277,9 MWp de energia fotovoltaica instalada e produziu cerca de 437 GWh de energia elétrica, que forneceu cerca de 166500 casas e evitou cerca de 107074 toneladas de emissões de dióxido de carbono.

Em janeiro de 2014, 91% do consumo de eletricidade mensal, foi gerado por fontes renováveis, embora o número real seja 78 %, pois 14 % dessa energia gerada foi exportada [11].

2.1.4 – Evolução do Solar Fotovoltaico – França

Com um lugar entre o *top* 10 dos mercados emergentes no que consta ao solar FV, França tem mantido um crescimento sustentável. Em 2010 ocupou o 6º lugar, em 2011 o 5º lugar e novamente em 2013 obteve o 6º lugar, no *ranking* divulgado pela IEA (*International Energy Agency*), *ranking* esse que exige para qualificação uma potência FV instalada de no mínimo 383 MW em 2010, 425 MW em 2011 e 912 MW em 2012.

Detém igualmente em 2011, um dos lugares cimeiros como país a nível mundial com o maior crescimento anual, e um aumento na sua potência instalada de 1759 MW.

Em 2012, aproximadamente 1,08 GW de novos sistemas fotovoltaicos foram instalados em França, de modo a aumentar a capacidade instalada acumulada de mais de 4 GW, conforme a figura 2.6, nos quais cerca de 300 MW foram instalados em territórios franceses ultramarinos.

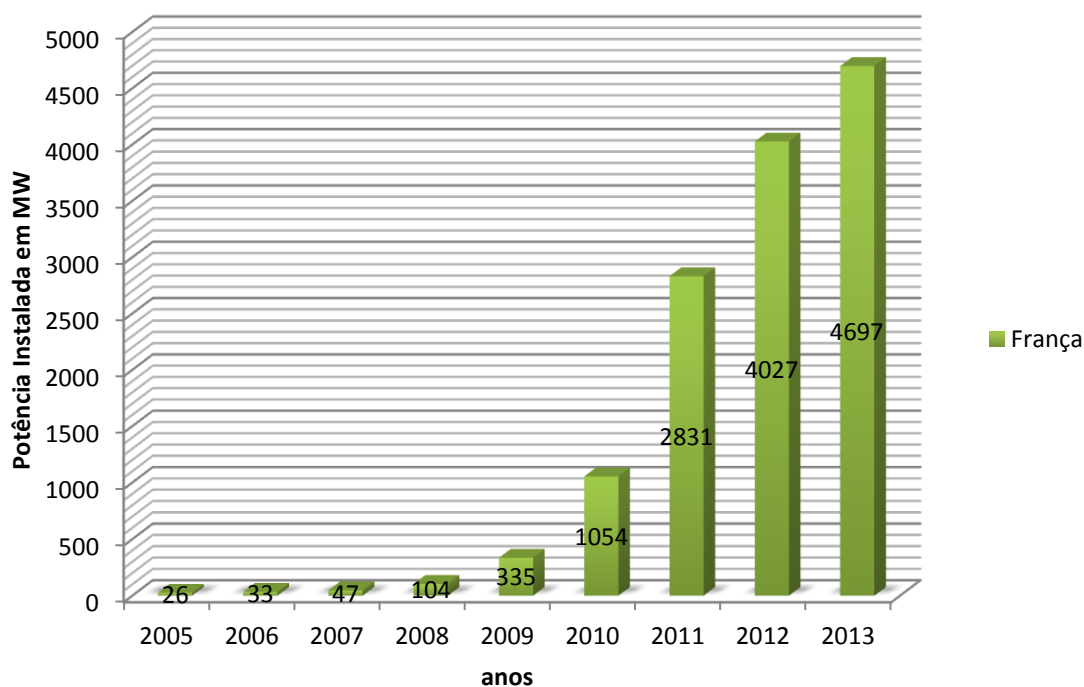


Figura 2.6 – Evolução temporal da potência instalada em MW - França

As novas instalações fotovoltaicas na França continental foram responsáveis por 35 % da capacidade total de produção de eletricidade em 2012, onde os sistemas FV residenciais (menores de 3 kWp) representaram 16 % ou 0,64 GW, os sistemas FV de até 250 kWp representaram 40 % ou 1,6 GW e os sistemas superiores a 250 kWp representaram 44 % ou 1,76 GW.

França apoiou inicialmente o desenvolvimento do solar FV através de um sistema de tarifa *feed-in* puro, pagos por uma contribuição através de todos os consumidores de energia eléctrica. As especificidades deste sistema foram desenhadas para suportar sistemas BIPV (*Building Integrated PV*) em vez de sistemas BAPV (*Buildind Attached PV*) convencionais. Devido a um aumento na demanda no final de 2010, o governo decidiu restringir o PV, atribuindo apenas licenças para 500 MW por ano. Este novo quadro de apoio foi colocado em funcionamento em março de 2011, permitindo que os sistemas até 100 kW possam beneficiar de um nível FiT remunerador diferente para sistemas maiores que 100 kW onde a tarifa é reduzida quando em comparação com outros países da UE (ligeiramente acima de 0,10 €/kWh) não suportando assim o desenvolvimento de projetos muito competitivos.

Como alternativa, os projetos a partir de 100 kW podem-se inscrever para concursos específicos para o efeito, funcionando como um sistema paralelo que atribui as licenças de produção aos concorrentes. O tempo de espera para estas candidaturas é demorado e faz com que este sistema seja muito complexo a nível económico, devido às rápidas mudanças no sistema de preços do mercado FV. Por exemplo, os resultados do concurso de 2011 só foram conhecidos em meados de 2012, mudando o desenvolvimento do mercado por seis meses a mais de um ano, não falando da respetiva conexão à rede das centrais, que extremamente morosa.

Nas condições descritas anteriormente torna-se evidente que o número de instalações FV em França tenha decrescido de 1759 MW de 2011 para 1079 MW em 2012. Tendência esta que continuou a manifestar-se no ano de 2013.

O suporte dado ao BIPV explica o custo relativamente elevado dos regimes de apoio em França em geral. Além disso, França apresentou um aumento de 5 a 10 % dos níveis da FiT no final de 2012, caso os sistemas FV usassem componentes produzidos no espaço económico europeu. Esta exigência suprimiu alguns efeitos do abrandamento do mercado FV durante o ano de 2013.

Convém salientar que os preços da energia eléctrica em França apresentam poucas oscilações (em comparação com os países vizinhos, como a Alemanha ou a Itália), razão que em

conjunto com a grande percentagem de produção de energia através do setor da energia nuclear, poderão atrasar a competitividade do mercado FV no país, atrasando a integração do solar FV [12].

2.1.5 – Evolução do Solar Fotovoltaico – Turquia

As necessidades de produção a nível energético, continuam a forçar a Turquia a tomar decisões quanto às fontes de energia que pretende utilizar, com 5 % de crescimento em apenas um ano, a demanda de eletricidade na Turquia continua a aumentar. Com 241,9 TWh em 2012 e uma capacidade total instalada de produção de energia elétrica de 57071 GW, a produção de energia na Turquia baseia-se principalmente em centrais hidroelétricas e de combustíveis fósseis.

Com a implementação da Lei da Energia Renovável 6094 em 2012, que veio posteriormente introduzir uma tarifa FiT de 0,133 \$/kWh para 2013 paga durante 10 anos, para a produção de energia através do solar FV. O setor solar FV teve o seu primeiro sinal de aceitação e crescimento, que para além das tarifas bonificadas, apresentava ainda incentivos, no caso do uso de componentes produzidos na Turquia para o sistema FV.

O Plano Estratégico do Ministério da Energia e dos Recursos Naturais tem como objetivo, atingir uma quota de 30 % de energias renováveis na produção de energia elétrica até 2023. Embora não haja um objectivo quantificado para a geração de energia solar FV até 2023, a Turquia tem bastante potencial em termos de horas equivalentes de produção solar o que poderá incrementar a procura de novas instalações.

A potência total instalada em solar FV na Turquia até final de 2012 está estimada em cerca de 2,5 MW, embora dados mais concretos apontem para uma potência total mais elevada, conforme demonstrado na figura 2.7. Além disso, existem também instalações *off-grid* (cerca de 6 MW) que representam aproximadamente 70 % da capacidade fotovoltaica instalada acumulada.

No entanto, a participação dos sistemas de energia fotovoltaica conetados à rede cresce de ano para ano e 2013 foi um ano decisivo para o desenvolvimento do solar FV na Turquia. As perspectivas mais positivas foram atingidas no setor de pequena escala, uma vez que projetos com menos de 1 MW não são obrigados a obter uma licença de produção. Além disso, na primeira oferta para pedidos de licença de produção, para um total de 600 MW disponíveis, os projetos maiores do que 1 MW excederam a capacidade proposta por 15 vezes com 496 instalações propostas, atingindo 8,9 GW no total, registadas pela Energy Market Regulatory Authority (EPDK).

Neste contexto, a Turquia, será um mercado em rápido crescimento num futuro próximo, pelo que, a Turkish Electricity Transmission Company (TEIAS) já se encontra a desenvolver nova legislação para as futuras produções solares FV [13].

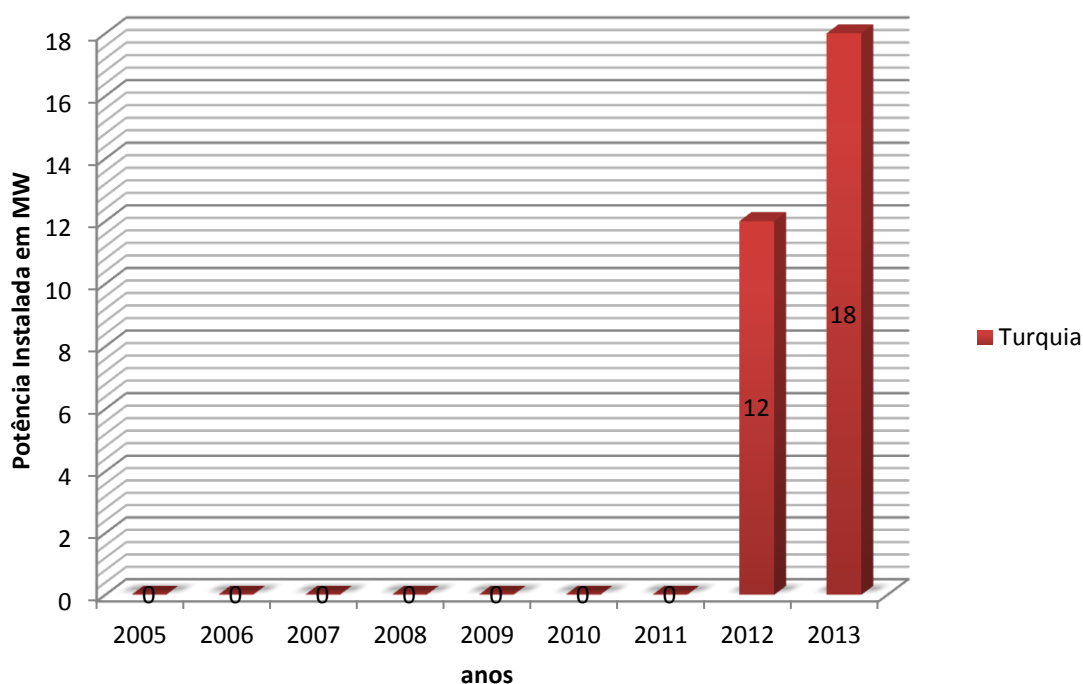


Figura 2.7 – Evolução temporal da potência instalada em MW - Turquia

2.1.6 – Evolução do Solar Fotovoltaico – Alemanha

A Alemanha surge como líder indiscutível da indústria da energia solar fotovoltaica na Europa e no mundo, tendo instalado um total de 7,6 GW em 2012 e 7,5 GW em 2011.

O governo federal alemão estabeleceu uma meta de 66 GW de capacidade solar fotovoltaica instalada até 2030, a ser alcançada através de um aumento anual de 2,5-3,5 GW, e uma meta de 80 % de eletricidade a partir de fontes renováveis até 2050. Ultrapassando as expectativas, o mercado alemão teve um crescimento de 3,5 - 4 GW em 2013.

A energia solar na Alemanha tem vindo a crescer consideravelmente (figura 2.8) devido à legislação favorável adotada, com tarifas *feed-in* atrativas para as energias renováveis, que foram introduzidas pela Lei de Energia Renovável alemã. A contribuir para a continuação deste crescimento estão os preços dos sistemas fotovoltaicos, que ao acompanharem a crise europeia, caíram mais de 50 % em 5 anos desde 2006.

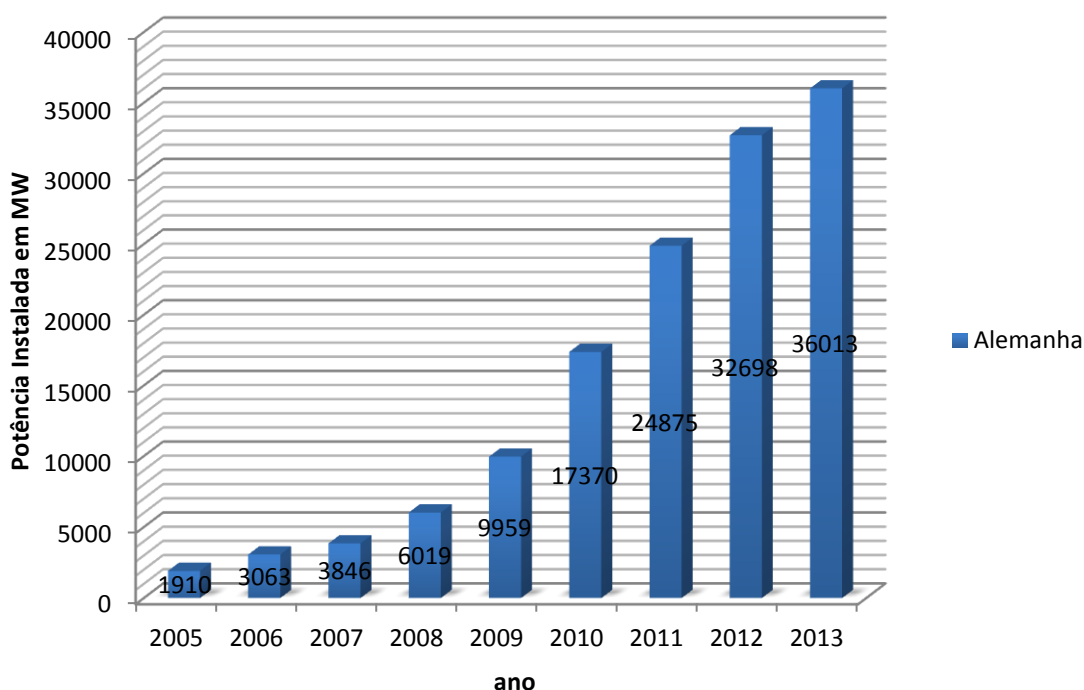


Figura 2.8 – Evolução temporal da potência instalada em MW - Alemanha

No entanto, as tarifas *feed-in*, tiveram a partir de 2012, um custo para o país de cerca de 14 milhões de euros por ano, repartido entre as tarifas *feed-in* para a tecnologia eólica e solar fotovoltaica. O custo é repartido por todos os contribuintes na forma de taxa de custo adicional

de 3,6 c€/kWh da energia elétrica consumida (aproximadamente 15 % do custo interno total de energia elétrica).

A Alemanha estabeleceu um novo recorde mundial para a produção de energia solar, com 24,2 GWh às 12:00 horas do dia 17 de abril de 2014 [14].

CAPÍTULO

3

Regimes Remuneratórios

Neste capítulo são descritos os regimes de remuneração mais importantes para os produtores de energia através de fonte renovável – solar fotovoltaico.

3.1 – Regimes Remuneratórios – Produtores de Energia FV

3.1.1 – FiT / Tarifa Bonificada

A tarifa FiT (*feed-in tariff*) é um mecanismo remuneratório destinado a acelerar o investimento em energias renováveis, que consiste na oferta de tarifas remuneratórias por kWh produzido, através de contratos de longo prazo para os produtores de energias renováveis. Tarifas essas que normalmente são variáveis dependendo do custo base de geração de cada tecnologia. Por exemplo, para o caso da tecnologia da energia eólica, que possui uma tecnologia mais madura e com mais horas produção equivalentes, existe uma tarifa de menor valor, quando comparada com tecnologias mais recentes e com maior necessidade de incentivo à evolução. Como o caso da tecnologia da energia das marés ou solar fotovoltaica, que está em constante evolução e cujo mercado oscila consoante o custo da matéria-prima, os módulos solares FV.

Além disso, as tarifas *feed-in*, muitas vezes incluem uma taxa de regressão, um mecanismo segundo o qual, a tarifa é reduzida ao longo do tempo. Essa regressão tem como objetivo um acompanhamento expectável do custo da tecnologia e do respetivo amadurecimento da indústria, não tornando a tarifa *feed-in* insuportável para o país (pois o custo desta tarifa é inevitavelmente partilhado por todos os consumidores), mas pelo contrário, tornando a mesma justa e equilibrada à medida que a tecnologia e respetivos custos progridem e reduzem ao longo do tempo.

O objetivo principal da tarifa *feed-in* é oferecer uma remuneração baseada no custo da tecnologia para os produtores de energias renováveis, proporcionando contratos com a certeza de preço para a energia produzida e de longo prazo, que incentivam o investimento e ajudam a financiar a mesma. Proporcionando aos investidores um retorno controlado e garantido sobre o investimento, sendo assim um requisito fundamental para o apoio ao desenvolvimento.

3.1.2 – Net-Metering

O *Net-metering* é um serviço para o consumidor de energia elétrica, sob o qual a energia elétrica gerada através da sua fonte de produção de energia renovável, é contabilizada de forma a compensar o seu consumo perante o comercializador de energia. Ou seja, é contabilizada a energia produzida, através de fonte de produção de energia renovável, da

mesma forma que é contabilizada a energia elétrica consumida. Com essa contabilização, é acordado entre consumidor/produtor e respetivo comercializador, qual o preço a pagar ou a receber, dependendo se o consumidor/produtor produziu mais do que consumiu ou vice-versa.

No fundo, trata-se de uma política de medição de consumo/produção de energia elétrica, no qual o consumidor/produtor poderá, mensalmente, receber dividendos da sua produção ou pagar o diferencial entre o seu consumo e a sua produção. O valor da tarifa de consumo é igual para a produção e para o consumo, sendo que a energia será avaliada através de sistema de créditos em kWh, onde existem como custos fixos uma pequena taxa mensal para a ligação à rede e utilização da infraestrutura do comercializador.

O *Net-metering* é igualmente uma política destinada a promover o investimento privado em energias renováveis.

3.1.3 – Autoconsumo, Produtos Financeiros e outros

De forma diferente da tarifa FiT e do *Net-Metering*, mas com o mesmo objetivo, incentivar o investimento em energias renováveis, existem outras modalidades com esse fim, como seja o autoconsumo (produção para consumo exclusivo da energia produzida, com ou sem armazenamento da mesma) beneficiando de empréstimos bancários a juros bonificados e/ou reduções fiscais.

São igualmente ferramentas políticas de incentivo ao investimento, a oportunidade de deduzir na mensalidade de um crédito/empréstimo para empreendimento em renováveis, uma determinada percentagem dessa mensalidade ou a totalidade do empréstimo, nos créditos ou empréstimos dedicados a subsidiar os investimentos em energias renováveis, como o solar fotovoltaico, vocacionados para particulares ou pequenos investimentos de produção de energia solar fotovoltaica.

Da mesma forma que, também alguns países, optaram por aplicar uma taxa mais reduzida de IVA (imposto de valor acrescentado) para sistemas de produção de energia através de energia solar fotovoltaica.

3.2 – Regime Remuneratório analisado por país de estudo

Análise da atualidade dos regimes remuneratórios e legislativos, no que refere à produção de energia através de empreendimentos de energia solar fotovoltaica em Portugal, França, Turquia e Alemanha.

3.2.1 – Regime Remuneratório – Portugal

Desde o início da atividade de microprodução em Portugal, em 2007, diversa legislação tem vindo a ser publicada. Inicialmente foi publicado o Decreto-Lei n.º 363/2007, posteriormente atualizado pelo Decreto-Lei 118-A/2010 e finalmente, pelo Decreto-Lei n.º 25/2013. Neste último diploma, o governo manifesta a intenção de “iniciar um processo de revisão dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução”. São os três diplomas anteriormente referidos que estabelecem e regulam o regime jurídico aplicável à microprodução em Portugal. De acordo com a nova portaria despacho da DGEG, de 26 de dezembro de 2013 que fixa os valores para as tarifas bonificadas em vigor para o ano de 2014, pode-se constatar na figura 3.1 o resumo das mesmas assim como o custo da eletricidade.

Como conclusão da respetiva análise, é bem claro que o futuro e o caminho do solar FV em Portugal irá passar pelo autoconsumo ou net-metering, uma vez que as tarifas bonificadas estão francamente abaixo das tarifas gerais de custo de eletricidade. Uma queda brusca de valores quando comparados com os valores das tarifas bonificadas de 2012 (32,6 c€/kWh para os primeiros 8 anos e 18,5 c€/kWh para os restantes 7 anos) e 2013 (19,6 c€/kWh para os primeiros 8 anos e 16,5 c€/kWh para os restantes 7 anos). Esta tendência e respetiva evolução tarifária foram largamente influenciadas pela crise económica verificada em Portugal e algumas das diretrizes impostas pelo Programa de Assistência Financeira com os empréstimos destinados à recuperação económica do país.

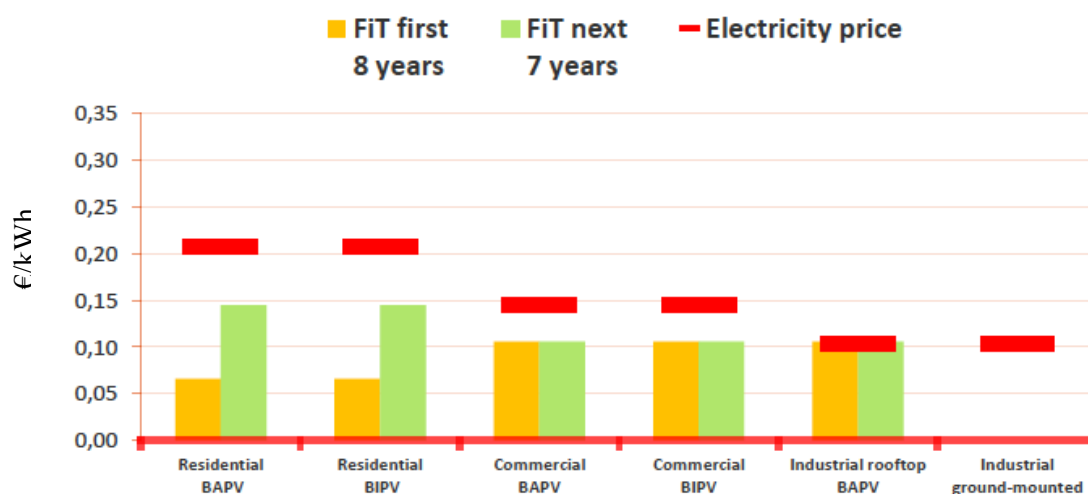


Figura 3.1 – FiT e custo de eletricidade – Portugal [15]

3.2.2 – Regime Remuneratório - França

Destinada a vigorar em 2014, está a deliberação da CRE (Commission de Régulation de L'Énergie) de 22 de janeiro de 2014 relativamente à comunicação ao governo dos valores de S11 e V11 (coeficientes definidos no Decreto de 4 de março de 2011), que estabelecem as condições de compra da energia elétrica produzida por centrais solares FV.

Nesse documento, podemos efetuar a análise às tarifas FiT para o sector residencial, onde temos, para o primeiro quadrimestre de 2014 com uma potência instalada até 9 kWp, uma tarifa de 0,1416 c€/kWp em sistemas BAPV.

Na figura 3.2, podemos analisar a tarifa mencionada no parágrafo anterior, assim como as restantes tarifas FiT e respetivos custos para a energia elétrica.

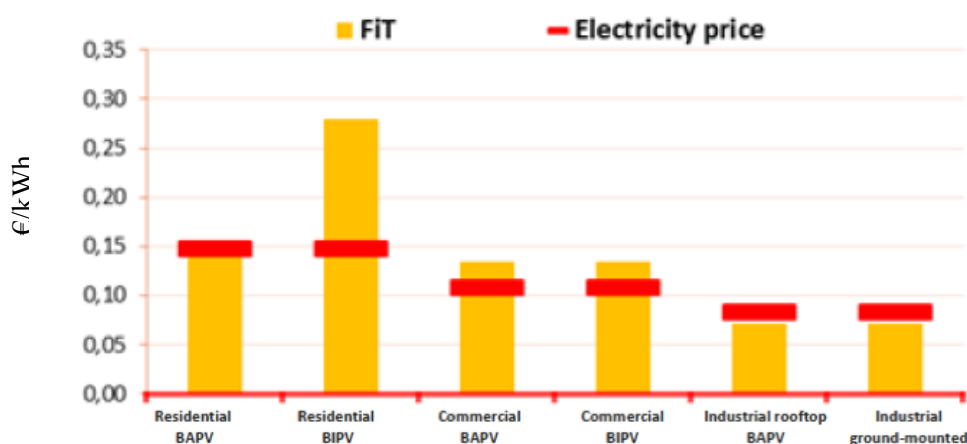


Figura 3.2 – FiT e custo de eletricidade– França [16]

Existe um limite de 200 MWp para a FiT de sistemas até 36 kWp de potência nominal, assim como uma taxa de diminuição da tarifa que para o caso dos sistemas residenciais BAPV e/ou BIPV até 36 kWp não possuem esse decréscimo. Já no caso dos sistemas não integrados ou instalados no solo, a regressão da tarifa FiT é de 2,6 % de 4 em 4 meses.

Existe uma indexação entre a tarifa FiT anual e a variação dos preços de produção da indústria francesa, assim como, com o valor médio dos salários.

3.2.3 – Regime Remuneratório - Turquia

Para o ano de 2014, foi deliberado através do TEIAS, a Lei da Energia Renovável 6094 em 2012, cujas tarifas FiT são divulgadas anualmente no final de cada ano precedente.

Para 2014, foi definido que a tarifa FiT a aplicar seria de 0,1019 €/kWh para todas as instalações FV, conforme figura 3.3, independentemente de quais as potências nominais das mesmas.

A tarifa FiT terá uma duração de 10 anos, com a possibilidade da mesma ser acrescida de diversos adicionais, caso o investidor opte por adquirir mão-de-obra ou componentes de fabrico nacional. Esse bônus à tarifa FiT terá a validade de 5 anos após a ligação à rede da central solar FV.

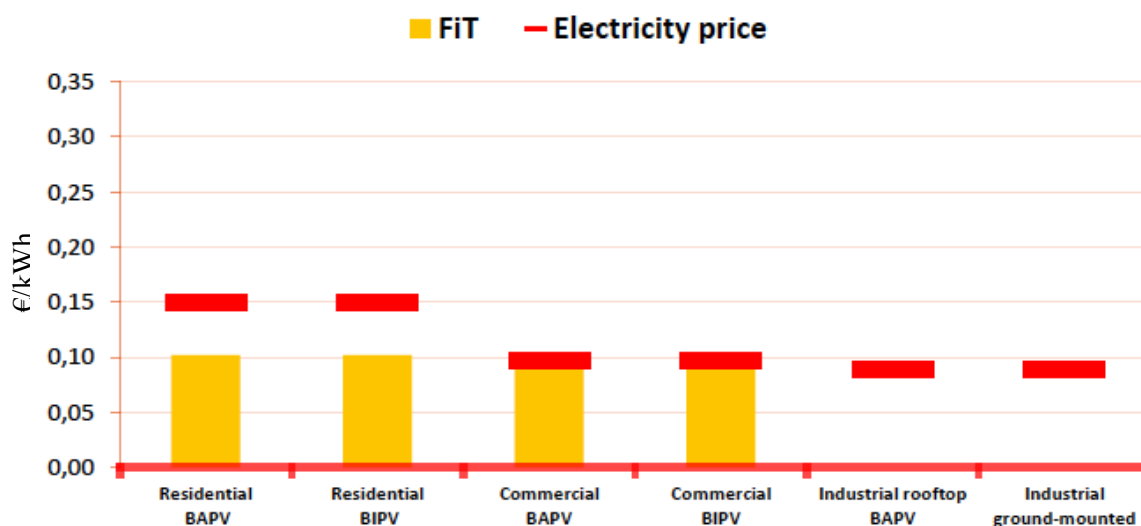


Figura 3.3 – FiT e custo de eletricidade – Turquia [17]

3.2.4 – Regime Remuneratório - Alemanha

Para instalações solares FV inferiores a 10 kWp em termos de potência nominal, ou seja sistemas residenciais, a nova legislação EEG (Lei das Energias Renováveis Alemã) decreta que a tarifa FiT para 2014 será de 0,1328 €/kWp. Na figura 3.4, é possível fazer-se uma análise entre os custos de energia elétrica e as tarifas FiT para 2014, aplicados aos diversos sectores de mercado.

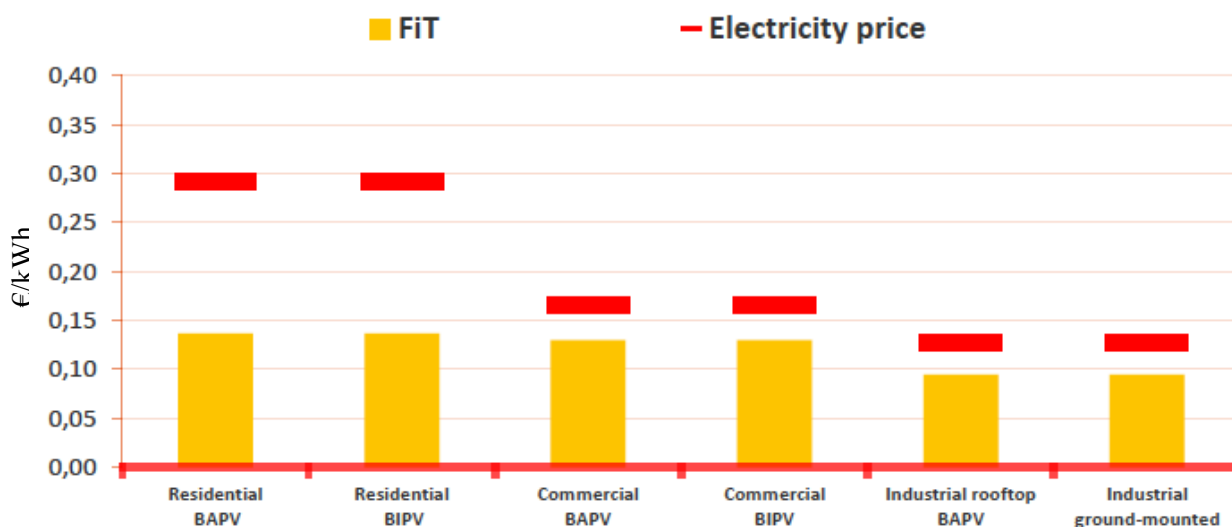


Figura 3.4 – FiT e custo de eletricidade – Alemanha [18]

É claro que uma das razões para a continuidade das tarifas FiT no mercado alemão, está “camuflada” no custo da energia elétrica, conforme se pode constatar através do diferencial de mais de o dobro entre o custo da energia residencial e a respetiva tarifa FiT.

Para além da tarifa FiT, a legislação alemã EEG, tem também um programa denominado de KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau), que possibilita aos investidores interessados no sector da energia solar FV, o acesso a empréstimos bancários bonificados e com taxas atrativas para a construção, expansão ou compra de novas instalações solares FV.

CAPÍTULO

4

Radiação Solar – Europa e países em estudo

Neste capítulo pretende-se caracterizar os países escolhidos, quanto à radiação solar, ou seja, horas equivalentes de radiação solar.

4.1 – Radiação Solar - Europa

No presente ponto é evidenciado o potencial fotovoltaico dos quatro países escolhidos para estudo, onde de acordo com a figura 4.1, podemos enumera-los pela seguinte ordem, Portugal, Turquia, França e Alemanha. A ordem referida evidencia o potencial natural a nível de horas equivalentes de sol, sendo Portugal o país com melhores condições e a Alemanha com as piores, embora no entanto seja líder Mundial ao nível da produção de energia através do solar FV.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

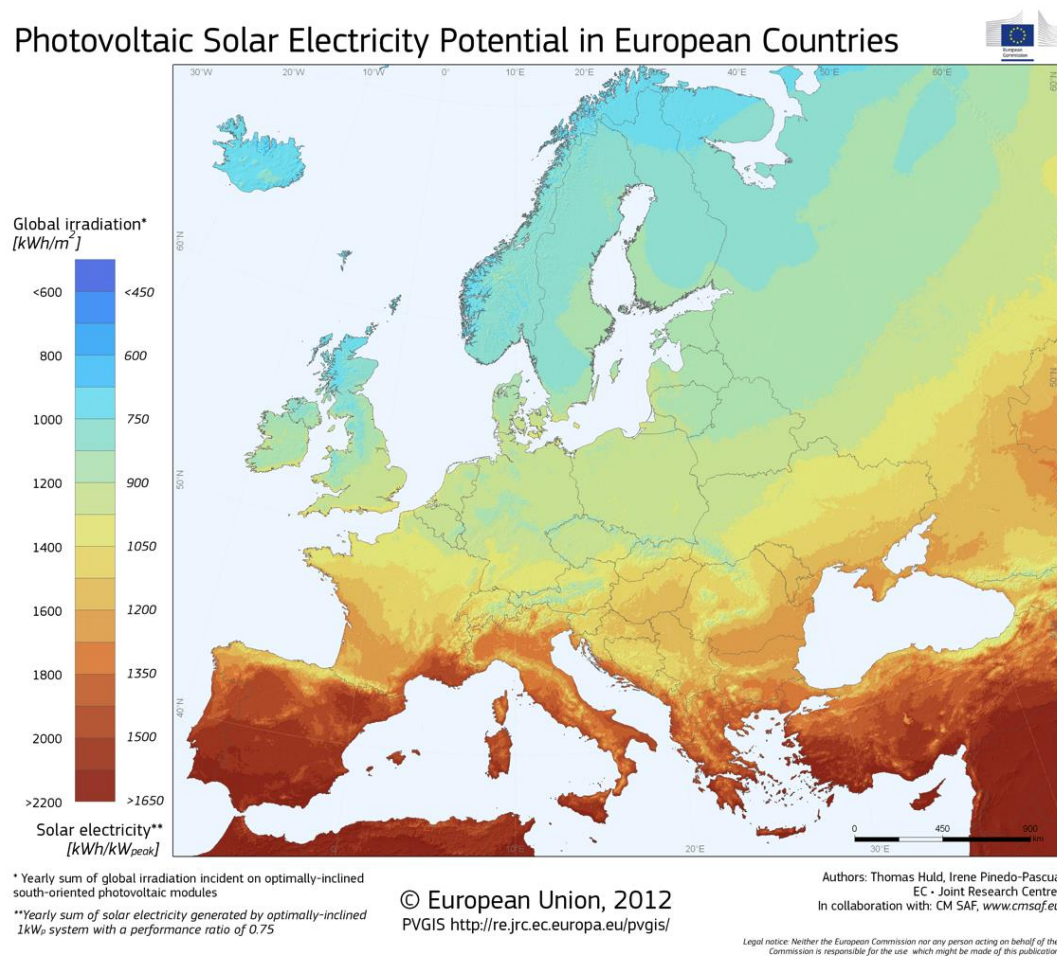


Figura 4.1 – Potencial solar fotovoltaico – Europa [19]

Na figura 4.2, está representada a variação anual global da radiação solar, com origem em produções solares FV em zonas urbanas da UE27 e dos 6 países candidatos à entrada na UE.

A linha vermelha evidencia as médias dos 33 países, e a tracejada, pode-se observar o máximo e mínimo de radiação por cada país. Em 90 % das áreas urbanas de cada país, a barra azul representa o intervalo de valores possíveis de atingir, dependendo do local da produção solar FV.

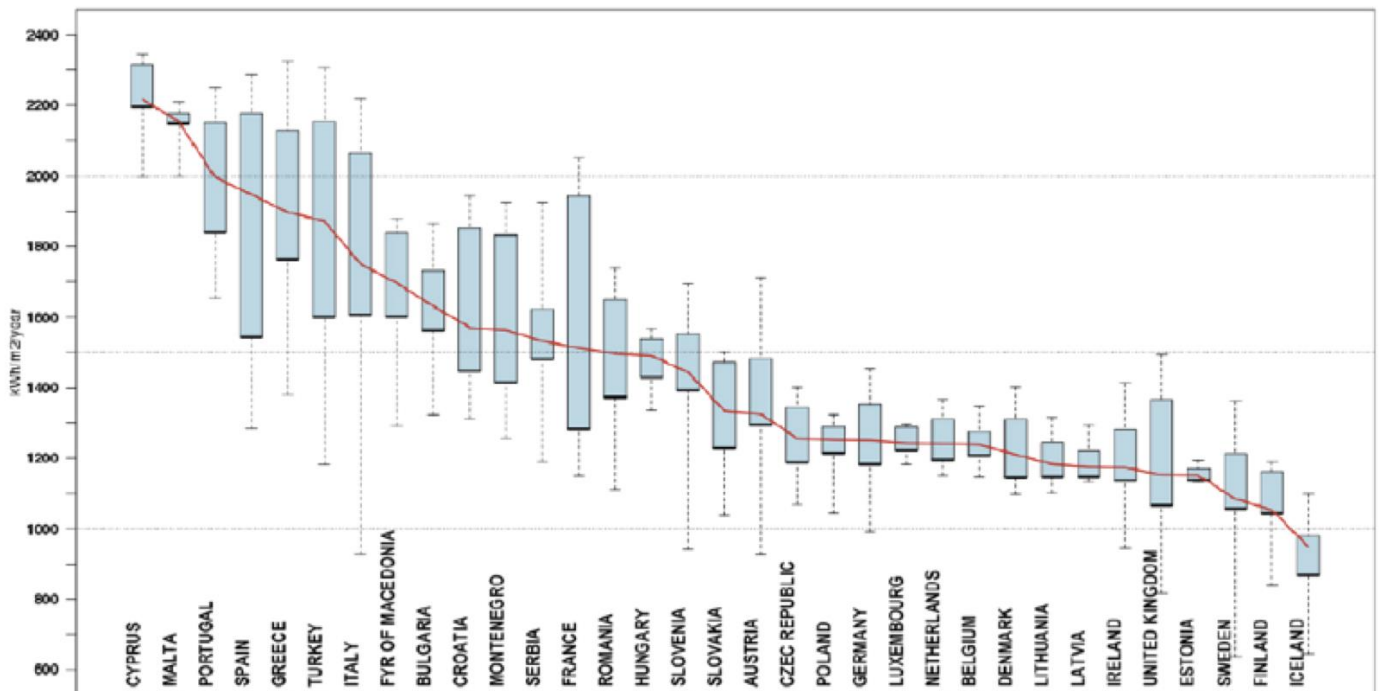


Figura 4.2 – Comparação global da radiação solar nas zonas urbanas – Europa [20]

É igualmente de importância relevante, a inclinação ótima para a instalação dos módulos solares FV, de forma a ser otimizado o seu rendimento. Conforme figura 4.3, onde estão representadas as diversas inclinações consideradas para a maximização anual dos sistemas de produção de energia solar fotovoltaica.

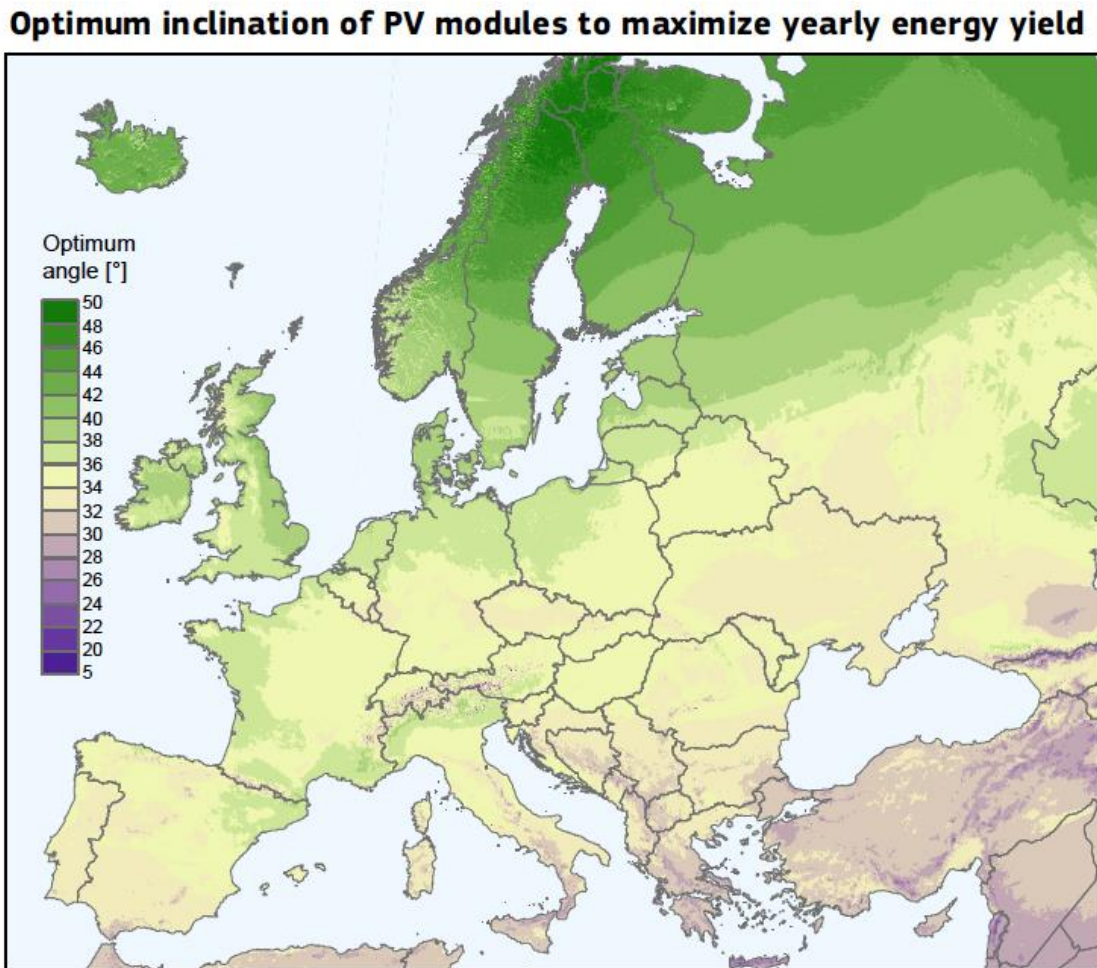


Figura 4.3 – Inclinação ótima para módulos solares FV – Europa [21]

Adicionalmente, conforme figura 4.4, salienta-se a diferença em termos de produção entre a escolha entre um sistema solar FV fixo com ângulo ótimo (mencionado na figura 4.3) e um sistema solar FV rotativo a 1 eixo (seguidor solar). Os respectivos ganhos de produção estão apresentados em percentagem.

PV output: difference between fixed optimum angle and one-axis tracking system

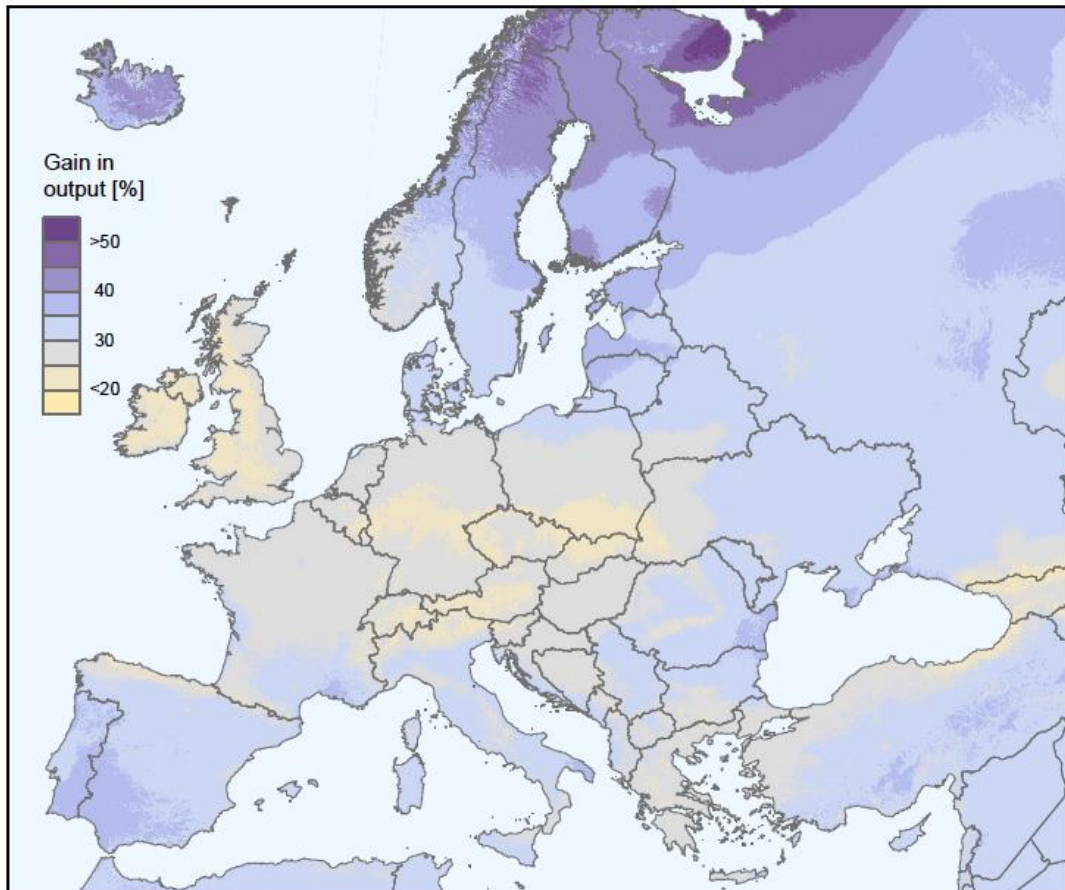


Figura 4.4 – Diferença de rendimento entre sistema solar FV fixo e seguidor 1 eixo – Europa [22]

4.2 –Radiação Solar - Portugal

Na figura 4.5, está representada a radiação solar e respetivo potencial para produção de energia via tecnologia solar FV, através de módulos FV instalados com a inclinação ótima, para o país indicado.

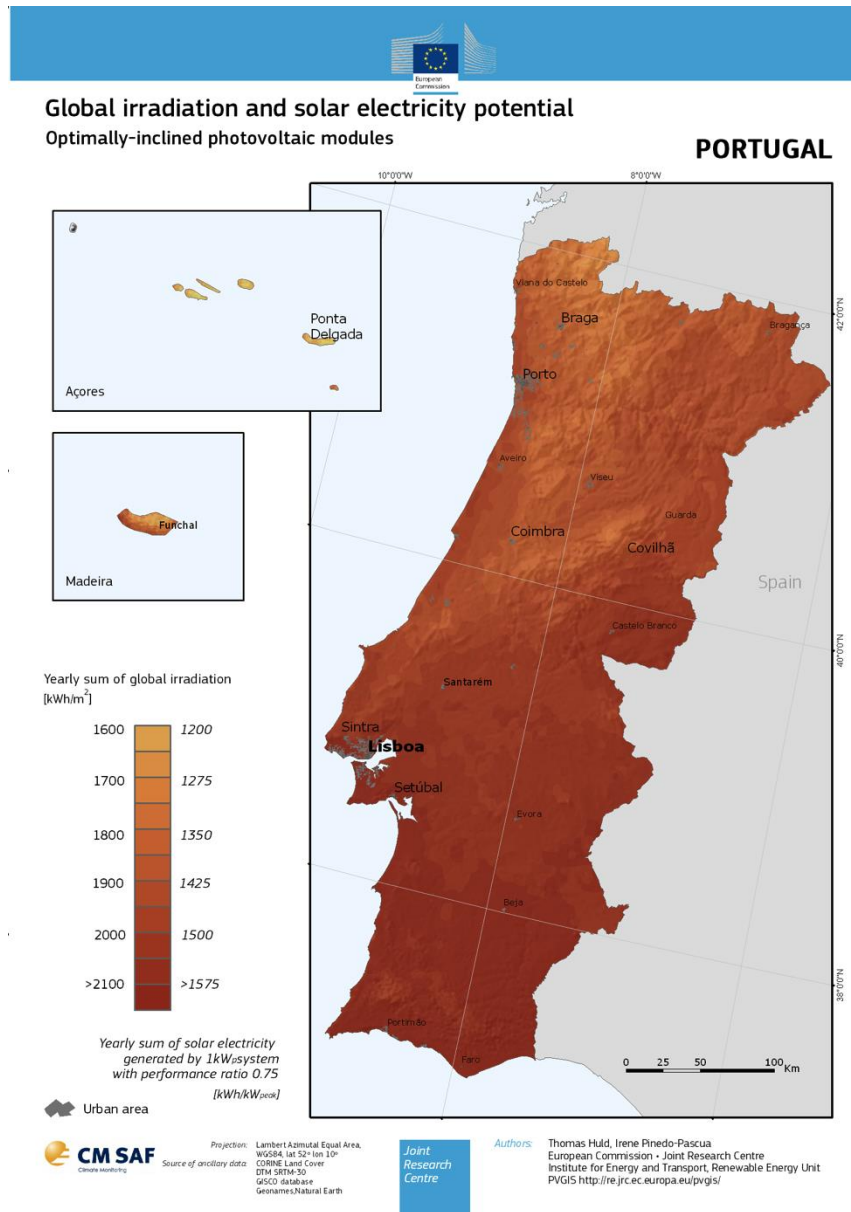


Figura 4.5 – Potencial solar fotovoltaico – Portugal [23]

4.3 –Radiação Solar - França

Na figura 4.6, está representada a radiação e respetivo potencial para produção de energia via da tecnologia solar FV, através de módulos FV instalados com a inclinação ótima, para o país indicado.

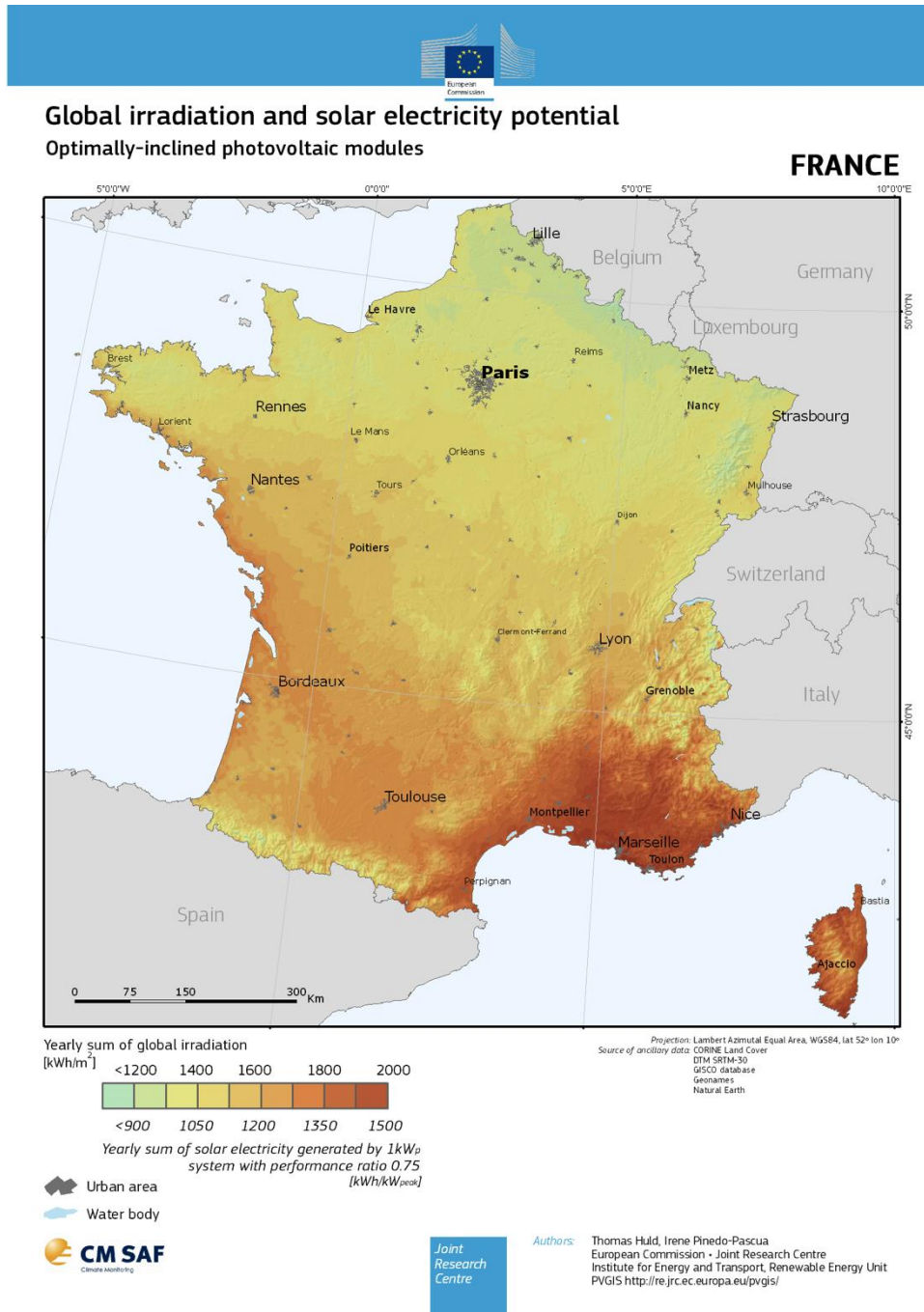


Figura 4.6 – Potencial solar fotovoltaico – França [24]

4.4 – Radiação Solar -Turquia

Na figura 4.7, está representada a radiação e respetivo potencial para produção de energia via da tecnologia solar FV, através de módulos FV instalados com a inclinação ótima, para o país indicado.

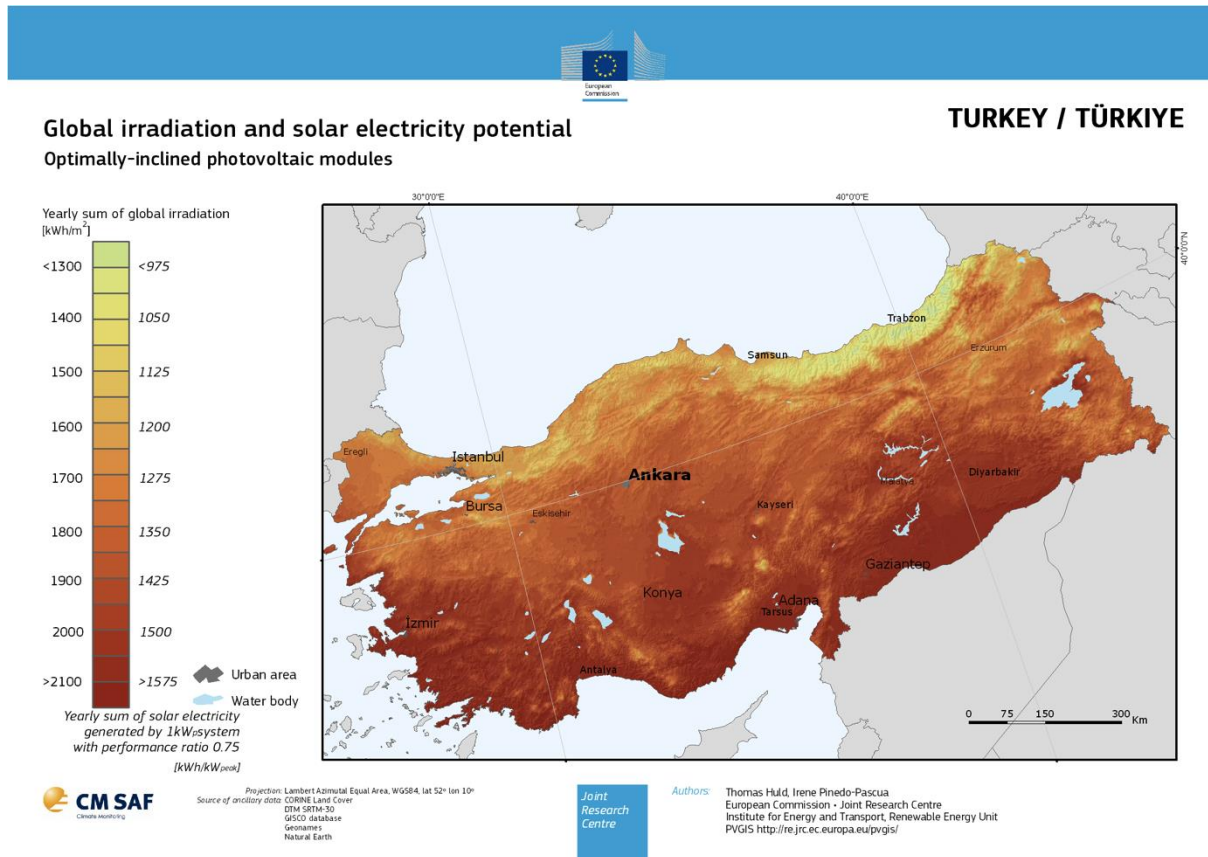


Figura 4.7 – Potencial solar fotovoltaico –Turquia [25]

4.5 – Radiação Solar - Alemanha

Na figura 4.8, está representada a radiação e respetivo potencial para produção de energia via tecnologia solar FV, através de módulos FV instalados de acordo com a inclinação ótima, para o país indicado.



Figura 4.8 – Potencial solar fotovoltaico – Alemanha [26]

CAPÍTULO

5

Metodologia

Neste capítulo apresenta-se a metodologia utilizada na elaboração dos casos de estudo apresentados nesta dissertação.

5.1 - Objetivos

Com este estudo é realizada uma análise dos resultados de produção de energia de um sistema solar fotovoltaico de pequena escala. Este mesmo sistema foi simulado em 4 países da União Europeia, com o principal objetivo de verificar em cada um desses países qual o resultado mais atraente a nível económico-financeiro para implementação desta tecnologia, a sequência de elaboração dos estudos realizados pode ser observado com mais detalhe na figura 5.1.

5.2 – Preparação e organização

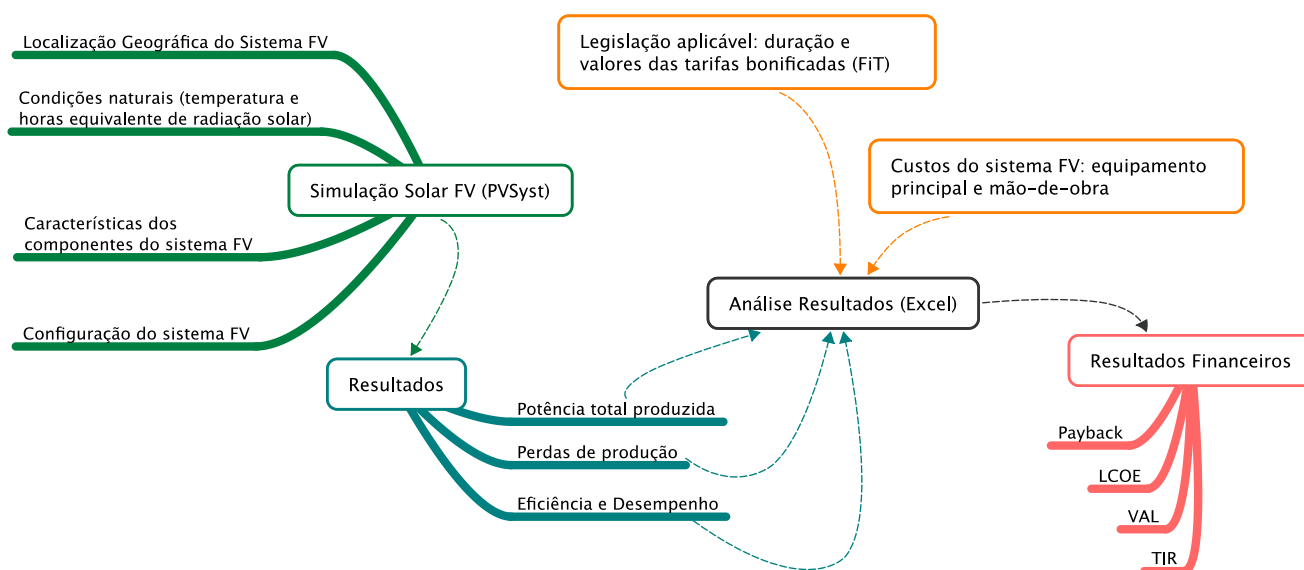


Figura 5.1 – Fluxograma da metodologia de simulação e cálculo aplicada por cada país

5.3 – Metodologia e Fórmulas de Cálculo

Pretende-se explicar em detalhe neste subcapítulo toda a metodologia utilizada nos casos de estudos que são apresentados no capítulo seguinte.

5.3.1 – VAL – “Valor Atual Líquido”

O Valor Atual Líquido (VAL) tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *cash-flows* (sendo por isso um indicador muito utilizado em estudos análise de viabilidade). Este mesmo indicador pode ser usado também para medir o valor de qualquer ativo que gere *cash-flows*.

Por valor atual líquido entende-se, o valor atual de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera *cash-flow* no futuro, é necessário atualizar o valor de cada um desses *cash-flows* e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor atual dos *cash-flows*, o VAL é positivo o que significa que o projecto apresenta uma rentabilidade positiva.

Para atualizar os *cash-flows* futuros é utilizada uma taxa a que se chama taxa de desconto ou de atualização. Esta taxa não é mais do que uma taxa de juros sem risco (são normalmente utilizadas taxas de juros) acrescida de um prémio de risco estabelecido para o tipo de projeto em causa (entenda-se área de atividade económica).

Nos cálculos dos valores dos *cash-flows* atualizados, foram consideradas duas taxas, a taxa de inflação para atualizar a tarifa de custo de eletricidade em regime geral, assim como a taxa de atualização para projetos desta natureza, para o cálculo dos *cash-flows* atualizados sendo que nos casos de estudo apresentados foi considerada a taxa de 6%.

O VAL pode ser calculado pela expressão indicada na equação 5.1:

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (5.1)$$

Sendo:

CF_i - Cash-flow no ano i

t - Taxa de desconto

5.3.2 – TIR – Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR), em inglês IRR (*Internal Rate of Return*), é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, sejam iguais aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. O conceito foi proposto por John Maynard Keynes, de forma a classificar diversos projetos de investimento: os projetos cujo fluxo de caixa tivesse uma taxa interna de maior retorno do que a taxa mínima de atratividade deveriam ser escolhidos.

A TIR é a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respetivos retornos futuros ou saldos de caixa. Sendo usada em análise de investimentos, significa a taxa de retorno de um projeto.

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é a taxa de atualização do projeto que dá o VAL nulo. O TIR é a taxa que o investidor obtém em média em cada ano sobre os capitais que se mantêm investidos no projeto, enquanto o investimento inicial é recuperado progressivamente. A TIR é um critério que atende ao valor de dinheiro no tempo, valorizando os cash-flows atuais mais do que os futuros, constitui com a VAL e o PAYBACK atualizado os três grandes critérios de avaliação de projetos. A TIR não é adequada à seleção de projetos de investimento, a não ser quando é determinada a partir do cash-flow relativo.

A Taxa Interna de Retorno de um investimento pode ser:

- Maior do que a Taxa Mínima de Atratividade: significa que o investimento é economicamente atrativo.
- Igual à Taxa Mínima de Atratividade: o investimento está economicamente numa situação de indiferença.
- Menor do que a Taxa Mínima de Atratividade: o investimento não é economicamente atrativo pois seu retorno é superado pelo retorno de um investimento com o mínimo de retorno.

Entre vários investimentos, o melhor será aquele que tiver a maior Taxa Interna de Retorno. Matematicamente, a Taxa Interna de Retorno é a taxa de juros que torna o valor presente das entradas de caixa igual ao valor presente das saídas de caixa do projeto de investimento.

5.3.3 – Payback

Payback é o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual lucro líquido acumulado atualizada iguala o valor do investimento realizado. O *payback* pode ser nominal, se calculado com base no fluxo de caixa com valores nominais, e presente líquido, se calculado com base no fluxo de caixa com valores trazidos ao valor presente líquido.

Qualquer projeto de investimento possui de início um período de despesas (em investimento) a que se segue um período de receitas líquidas (após custos do exercício).

O período de tempo necessário para que as receitas recuperem a despesa realizada em investimento é o período de recuperação do capital investido.

Trata-se de uma das técnicas de análise de investimento alternativas ao método do Valor Atual Líquido (VAL). A sua principal vantagem em relação ao VAL é que o *payback* leva em conta o prazo de retorno do investimento e, conseqüentemente, é mais apropriado em ambientes de risco elevado.

Investimento implica saída imediata de dinheiro, em contrapartida, espera-se receber fluxos de caixa que compensem essa saída ao longo do tempo. O *payback* consiste no cálculo desse tempo (em número de períodos, sejam meses ou anos) necessário à recuperação do investimento realizado.

Algebricamente tem-se:

$$Payback = \sum_{t=1}^T CF_t = I_0 \quad (5.2)$$

Sendo:

CF_t - Cash-Flow total no ano t

I_0 - Cash-Flow do investimento Inicial

Desvantagens do método do Payback

O método do *Payback* apresenta o inconveniente de não ter em conta os *cash-flows* gerados depois do ano de recuperação, tornando-se assim, desaconselhável na avaliação de projetos de longa duração;

O *Payback* valoriza diferentemente os fluxos recebidos em diferentes períodos, mas apenas segundo o critério dualista: antes ou depois do *Payback*, sendo indiferente o período em que recebe dentro de cada um destes intervalos.

Vantagens do método do Payback

O facto de ser bastante simples na sua forma de cálculo;

Fornece uma ideia do grau de liquidez e de risco do projeto;

Em tempo de grande instabilidade e pela razão anterior, a utilização deste método é uma forma de aumentar a segurança dos investidores;

Adequado à avaliação de projetos em contexto de risco elevado;

Adequado à avaliação de projetos com vida útil limitada.

Resumindo, trata-se sobretudo de um critério de avaliação de risco, sendo, nesta perspectiva, mais atraentes os projetos que permitam uma recuperação do capital investido em menor tempo. Outra forma de considerar o *Payback* passa por estabelecer um determinado período limite, relativamente ao qual o *Payback* deve ser inferior ou igual. Por exemplo, pode-se assumir o horizonte temporal do investimento enquanto período limite.

Quando não for possível determinar um número inteiro que verifique a condição dos *cash-flows* acumulados serem nulos, o *Payback* será igual ao número de períodos cujo somatório seja negativo, adicionado da fração entre o valor simétrico desse somatório e a amplitude até ao somatório seguinte, ou seja, determina-se por interpolação linear. O *Payback* dá-nos a medida do tempo necessário para que um projeto recupere o capital investido. É aplicável, sem restrições, a projetos convencionais de investimento em projetos não convencionais, onde ocorrem múltiplas mudanças de sinal nos *cash-flows*, a análise do *Payback* deve ser efetuada de forma cautelosa, tal como a sua interpretação.

5.3.4 – LCOE – Custo Nivelado de Energia

O custo nivelado de energia (LCOE) é um cálculo do custo de geração de energia elétrica no ponto de conexão. Serve para comparar o custo de energia elétrica de fontes alternativas, incluindo os custos de investimento, operação e manutenção (O&M), desempenho e custos de combustível com desconto harmonizado, normalmente a 10 %. Em comparação com as alternativas mais comuns, como eólica, biogás e carvão, a energia fotovoltaica é claramente a mais elevada em capital por kWh, mas como vantagem, não tem custos de combustível e tem muito pouco O&M.

É um indicador económico que traduz o custo do sistema de geração de energia, incluindo todos os custos ao longo da sua vida útil, como o investimento inicial, operação e manutenção, custo do combustível e custos de capital investido.

Pode ser calculado usando a fórmula seguinte, conforme apresentado na equação 5.3:

$$LCOE = \frac{I_t + M_t + F_t}{E_t} \quad (5.3)$$

$$I_t = \frac{I}{\frac{1}{t} - \frac{1}{2(1+t)^n}}$$

Sendo:

LCOE - Custo nivelado de energia

I_t - Custos de investimento no ano n

I - Investimento inicial

M_t - Custos de manutenção e operação no ano n

F_t - Custos com combustível no ano n (zero para o solar FV)

E_t - Eletricidade produzida no ano n

t - Taxa de desconto

n – Número de anos do projeto

O cálculo LCOE de um produtor permite estabelecer comparações entre diferentes produtores de energia solar fotovoltaica, mas está longe de traduzir o LCOE para o sistema total, o qual inclui o custo de perfil (incluindo flexibilidade e efeitos de utilização), equilibrando os custos e os custos da rede de distribuição. Estas categorias de custos têm de ser adicionadas a todos os LCOEs de tecnologias de geração de energia elétrica, sejam estas, fontes de energia convencionais ou renováveis.

Há uma série de razões, pelas quais os LCOEs de diferentes tecnologias de geração de energia são diferentes, em diferentes regiões e em diferentes momentos.

Exemplos:

- Tecnologias diferentes de geração de energia com diferentes horas de carga total, dependendo do tipo de recurso, como hídrica, solar, eólica;
- Todas as tecnologias de combustão que possuem custos de aquisição de combustível, que têm diferentes graus de volatilidade e riscos associados, e dependem do tipo de contrato de entrega e/ou região geográfica;
- Variações da demanda;
- Geração de energia descentralizada ou centralizada;
- Precisão da previsão do tempo para a energia eólica e solar;
- Organização do mercado e oportunidades comerciais.

CAPÍTULO

6

Casos de Estudo – Cálculos

Neste capítulo, com base nos dados dos quatro países em estudo, são efetuadas as simulações e cálculos, para a obtenção, das rentabilidades, VAL, Payback e LCOE.

6 – Introdução

Neste capítulo é apresentado o sistema FV tipo, utilizado na simulação do *software* PVSyst (software de simulação de sistemas solares FV, de pequena e larga escala). Através das simulações e de acordo com os valores obtidos (valores de produção DC/AC e respectivas perdas, horas equivalentes e temperatura) foram efetuados os cálculos financeiros. Como base para os cálculos financeiros, foi efetuada a aplicação das tarifas bonificadas (FiT) e legislação de cada país, aos valores das simulações de produção.

Após a apresentação do sistema FV tipo e respetivos componentes mais relevantes, como o inversor e os módulos FV constituintes, é ilustrada uma apresentação do *software* de simulação FV, assim como de algumas das suas possibilidades de configuração para o sistema em estudo. Por fim, são apresentados os gráficos e tabelas, onde se encontram resumidos os resultados principais que irão ser considerados no decorrer dos cálculos financeiros.

Com a apresentação do sistema de simulação, são apresentados os valores de custo do sistema FV tipo e respetivas tarifas FiT, assim como são analisados os resultados das simulações FV país a país, dando novamente ênfase aos resultados principais a utilizar nos cálculos financeiros nos quais serão aplicadas as diferentes tarifas bonificadas (FiT) de cada país.

Os valores obtidos no PVSyst são tratados e analisados com o objetivo de evidenciar as diferenças entre os casos de estudo, em termos de horas equivalentes, temperatura média anual, produção DC/AC e *performance* do sistema.

Por último são apresentados os cálculos financeiros dando especial relevo aos resultados da produção média mensal, rendimento anual, *cash-flow*, VAL e LCOE. Como anteriormente referido foi considerada a taxa de atualização de 6 % para atualização dos *cash-flows*, sendo este o valor vulgarmente utilizado em projetos de produção de energia renovável fotovoltaica.

6.1 – Sistema FV em análise

O sistema solar fotovoltaico considerado para a simulação nos 4 países em estudo, apresenta o funcionamento e componentes na figura 6.1.

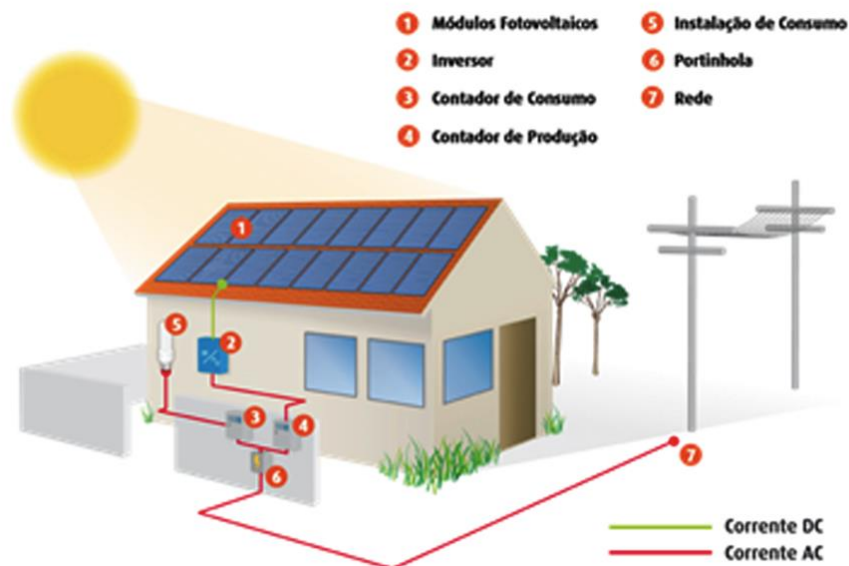


Figura 6.1 – Componentes do sistema solar FV

Principais componentes

Como principais componentes do sistema são a considerar: os módulos FV, o inversor DC/AC. Modelos e respetivas características técnicas são apresentados nas figuras 6.2 e 6.3.

Módulos FV – Marca: Suntech / Modelo: STP280Wp-24Vd



STC	STP280-24/Vd
Optimum Operating Voltage (Vmp)	35.2 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.95 A
Open - Circuit Voltage (Voc)	44.8 V
Short - Circuit Current (Isc)	8.33 A
Maximum Power at STC (Pmax)	280 W
Module Efficiency	14.4%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	600 V DC (UL)/ 1000 V DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	20 A
Power Tolerance	0/+5 %

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Power measurement tolerance: ± 3%

NOCT	STP280-24/Vd
Maximum Power (W)	204 W
Maximum Power Voltage (V)	32.0 V
Maximum Power Current (A)	6.39 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.8 V
Short Circuit Current (Isc)	6.74 A

Figura 6.2 – Caraterísticas módulos FV [27]

Inversor DC/AC – Marca: SMA / Modelo: SunnyBoy 3600TL



Dados técnicos	Sunny Boy 3600TL/V
Entrada (CC)	
Potência CC máx. (@ $\cos \phi = 1$)	3880 W
Tensão máx. de entrada	750 V
Intervalo de tensão MPP / tensão nominal de entrada	175 V - 500 V / 400 V
Tensão mín. de entrada / tensão de entrada inicial	125 V / 150 V
Corrente máx. de entrada Entrada A / Entrada B	15 A / 15 A
Corrente máx. de entrada por string Entrada A / Entrada B	15 A / 15 A
Número de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A:2; B:2
Saída (CA)	
Potência nominal (@ 230 V, 50 Hz)	3450 W
Potência aparente CA máx.	3680 VA
Tensão nominal CA / intervalo	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V
Frequência de rede CA / intervalo	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz a +5 Hz
Frequência de rede nominal / tensão de rede nominal	50 Hz / 230 V
Corrente máx. de saída	16 A
Factor de potência na potência nominal	1
Factor de deslocamento ajustável	0,8 sobreexcitado ... 0,8 subexcitado
Fases de injeção na rede / fases de ligação	1 / 1
Grau de rendimento	
Grau de rendimento máx. / grau de rendimento europeu	97 % / 96,2 %

Figura 6.3 – Características inversor DC/AC [28]

6.2 – Configuração do Sistema FV no software PVSyst

O *software* de simulação de sistemas FV utilizado foi o PVSyst, de acordo com o seguinte princípio de funcionamento:

1) Para um determinado projeto, é definido o local e a meteorologia (dados estatísticos de condições climáticas, nomeadamente, rota e horas equivalentes de Sol), conforme a figura 6.4. É igualmente dada ao utilizador a possibilidade de efetuarmos a seleção da orientação solar do sistema FV e respetivo sombreamento na zona envolvente à sua instalação.

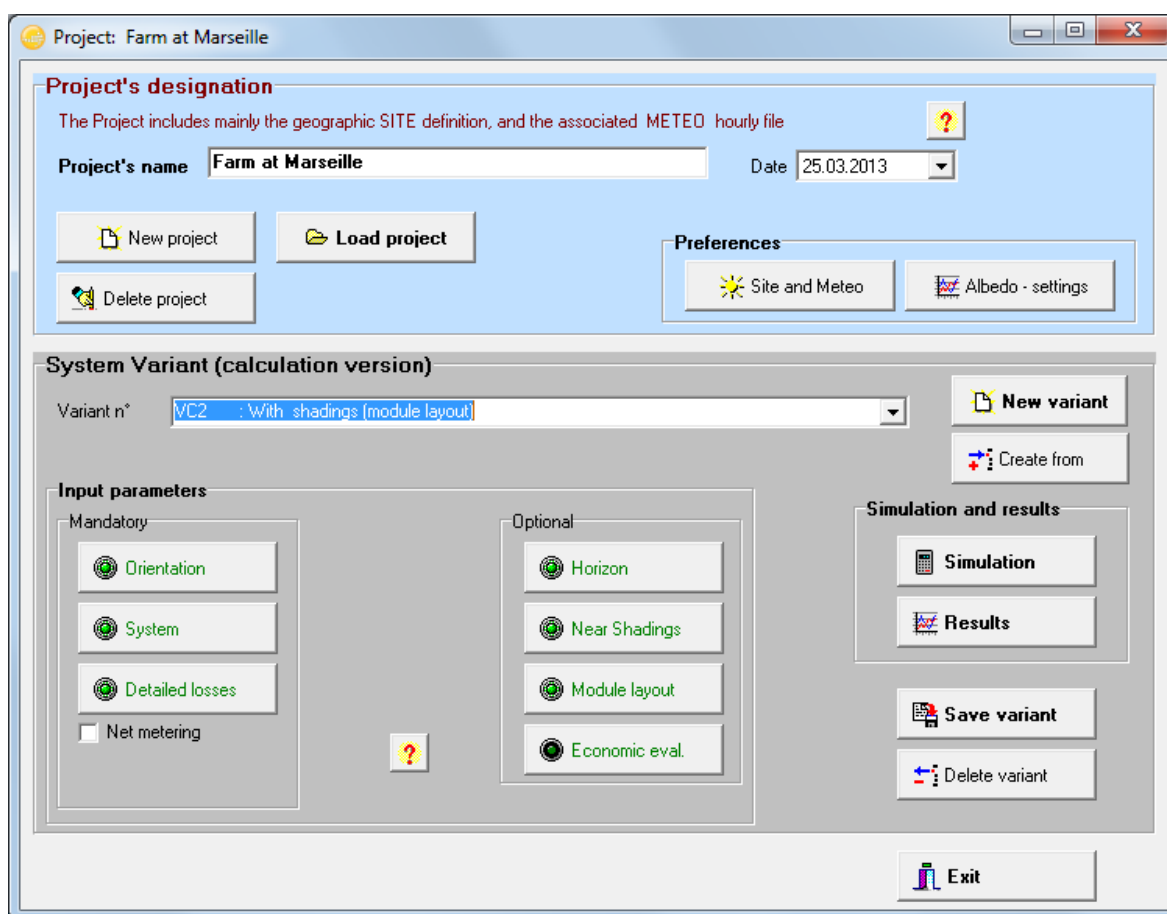


Figura 6.4 – Menu 1 - PVSyst

2) Dimensionamento do sistema, no qual são pré-definidos as quantidades de módulos FV utilizados, dependendo da marca e modelo escolhidos. Seguidamente é efetuada a escolha do inversor a adotar, tendo em conta a sua potência nominal. Existe também a possibilidade de se recorrer a uma “ajuda”, onde é preenchido um dos dois requisitos, potência total pretendida ou área disponível para a instalação solar FV, no que respeita à quantidade de módulos FV conforme representado na figura 6.5.

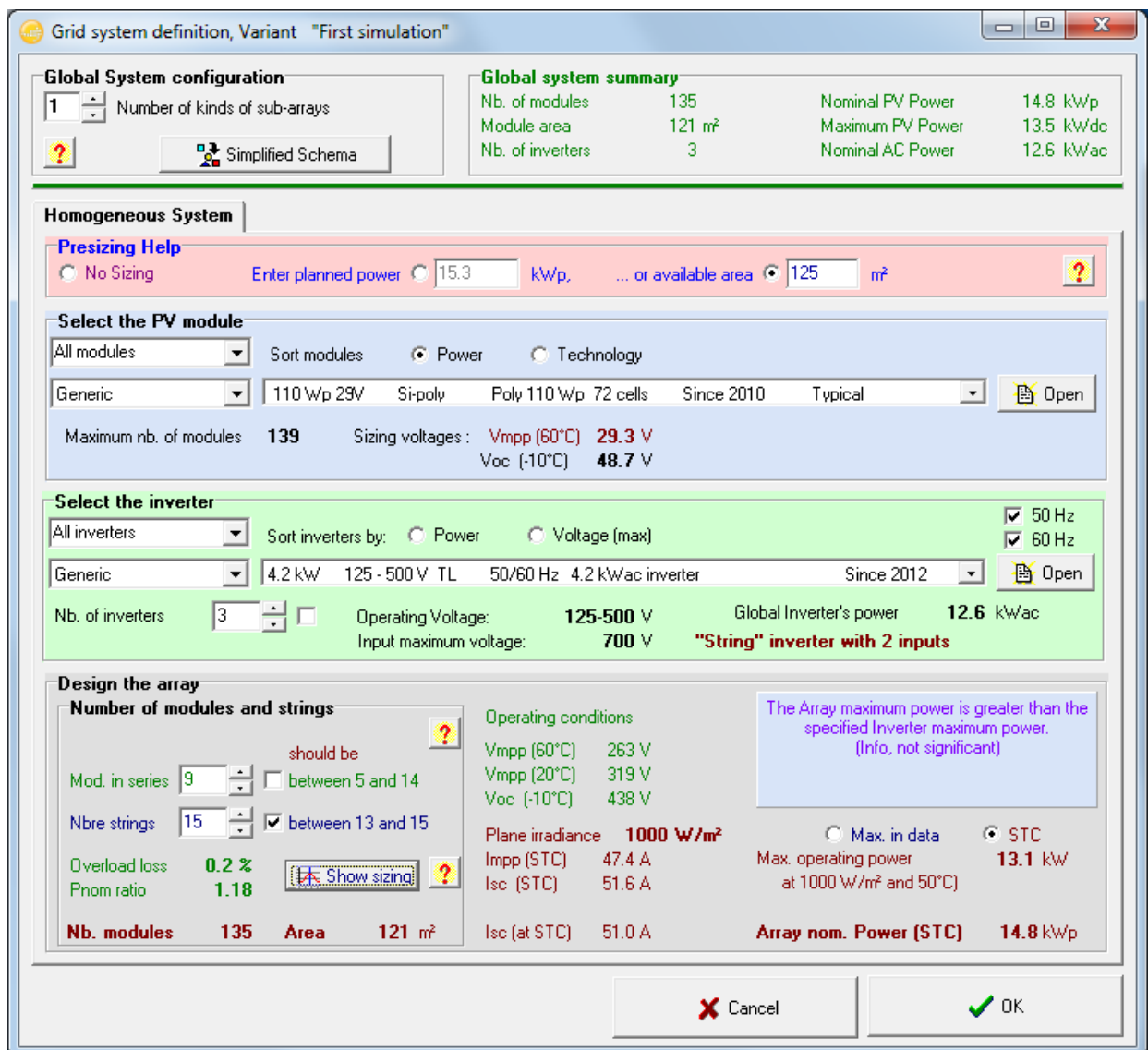


Figura 6.5 – Menu 2 - PVSyst

3) Os resultados preliminares da configuração do sistema, são evidenciados na figura 6.6, nos quais ainda podem ser efetuadas alterações às configurações anteriores.

É possível efetuarmos uma verificação prévia, da distribuição anual da energia assim como do dimensionamento ótimo do sistema, analisando as perdas anuais devidas a eventuais sobrecargas do inversor DC/AC.

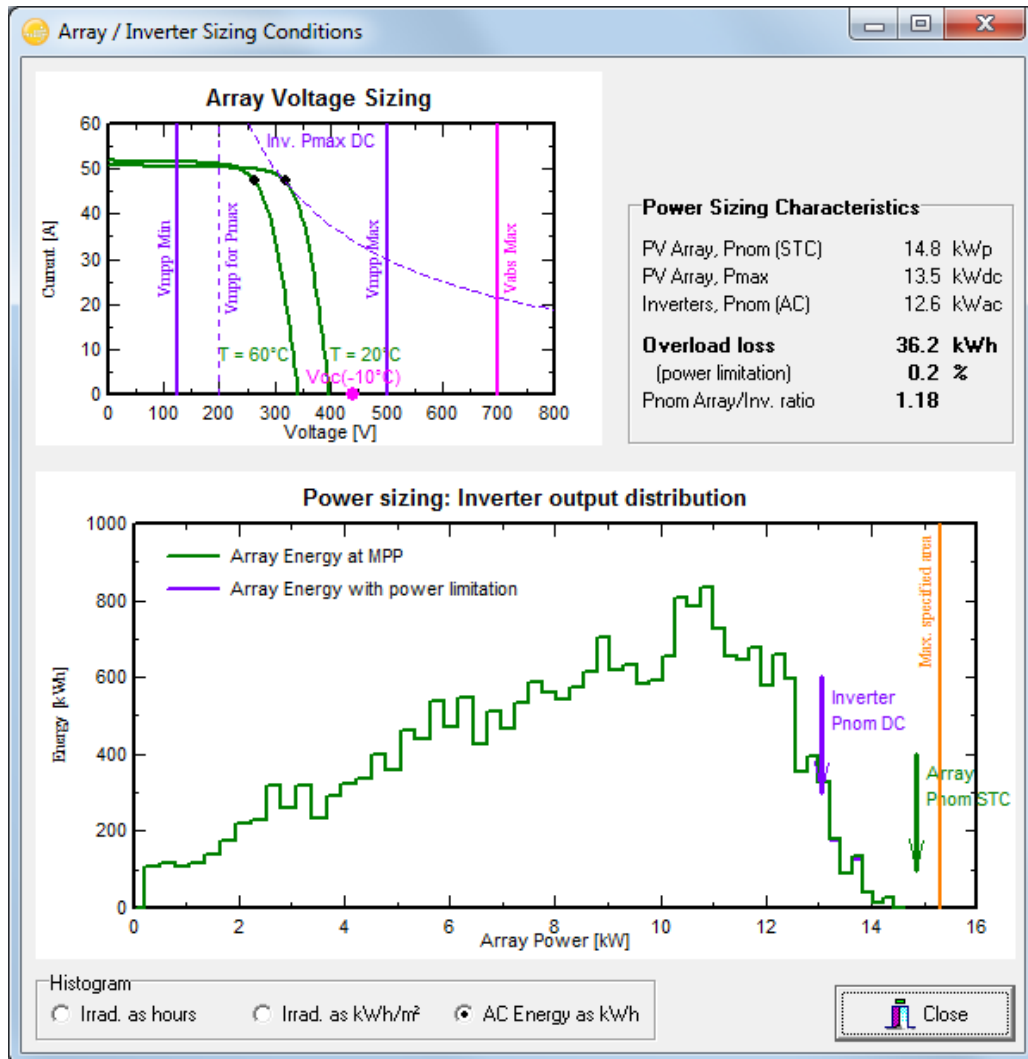


Figura 6.6 – Menu 3 - PVSyst

4) O relatório final da simulação permite-nos avaliar os seguintes parâmetros:

- A produção total de energia (MWh/ano), para a avaliação da rentabilidade do sistema FV;
- O Índice de Desempenho (PR(%)) o qual descreve a *performance* do sistema;
- A energia específica (kWh/KWp) indicador de produção com base na irradiação disponível (mediante a localização e orientação);

- A avaliação das perdas de fiabilidade (e outras perdas, como a qualidade do módulo).

De acordo com a figura 6.7 é ainda possível avaliar as perdas gerais do sistema, face a: sombreamento, perda de eficiência dos módulos ou de conversão do inversor DC/AC, bem como outros dados importantes à análise global do sistema FV.

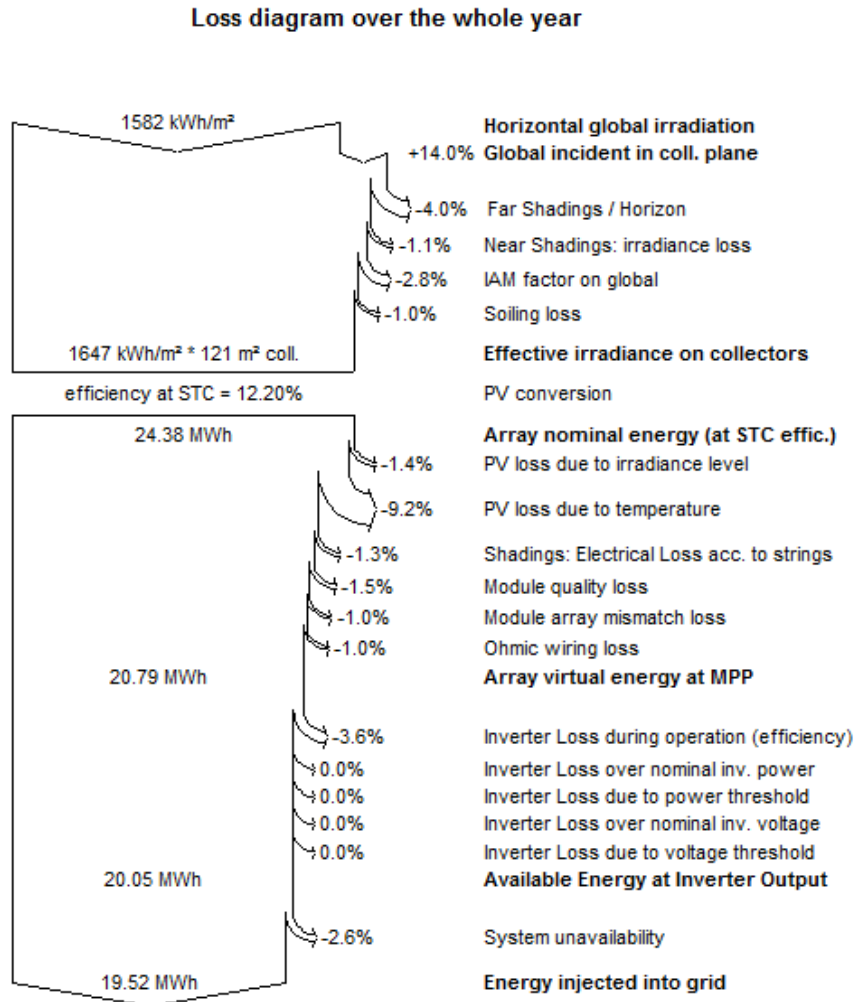


Figura 6.7 – Menu 4 – PVSyst

As principais características do sistema FV em simulação nos 4 países em estudo, são as seguintes:

- 2 séries de 9 módulos FV de 280 Wp cada, perfazendo 18 no total;
- 1 inversor com 2 *strings* de potencial nominal de 3,68 kW;
- Sem sombreamento e considerando o ângulo ótimo para cada cidade/país.

6.2.1 – Configuração sistema solar fotovoltaico – Portugal

A configuração do sistema solar FV aplicado no *software* PVSyst é apresentado na figura 6.8.

Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Simulação				
Geographical Site	LISBOA PO			Country	Portugal
Situation	Latitude	38.7 °N	Longitude	9.1 °W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	5 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data :	LISBOA PO, Meteonorm SYN File				
Simulation variant :	18 x Suntech 280 Wp + Sunny Boy 3,68kW - Lisboa				
	Simulation date	23/06/14 10h53			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	34 °	Azimuth	0 °	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	STP 280-24/Ve		
		Manufacturer	Suntech		
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel	2 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	18	Unit Nom. Power	280 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	5.04 kWp	At operating cond.	4498 Wp (50 °C)	
Array operating characteristics (50 °C)	U mpp	284 V	I mpp	16 A	
Total area	Module area	34.9 m²	Cell area	31.5 m ²	
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3600 TL-21			
	Manufacturer	SMA			
Characteristics	Operating Voltage	175-500 V	Unit Nom. Power	3.68 kW AC	

Figura 6.8 – Configuração Sistema FV – Portugal

6.2.2 – Configuração sistema solar fotovoltaico – França

A configuração do sistema solar FV aplicado no *software* PVSyst é apresentada na figura 6.9.

Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Simulação				
Geographical Site	Paris			Country	France
Situation	Latitude	49.1 °N	Longitude	2.1 °E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	26 m	
	Albedo	0,20			
Meteo data :	Paris, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :	18 x Suntech 280 Wp + Sunny Boy 3600 TL 21				
	Simulation date	21/07/14 15h02			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	STP 280-24/Ve		
		Manufacturer	Suntech		
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	18	Unit Nom. Power	280 Wp
Array global power		Nominal (STC)	5.04 kWp	At operating cond.	4498 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	284 V	I mpp	16 A
Total area		Module area	34.9 m²	Cell area	31.5 m²
Inverter		Model	Sunny Boy SB 3600 TL-21		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	175-500 V	Unit Nom. Power	3.68 kW AC

Figura 6.9 – Configuração Sistema FV – França

6.2.3 – Configuração sistema solar fotovoltaico – Turquia

A configuração do sistema FV introduzida no *software* PVSystem é apresentada na figura 6.10.

Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Simulação				
Geographical Site	Ankara			Country	Turkey
Situation	Latitude	39.4 °N	Longitude	33.1 °E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+2		Altitude	850 m
	Albedo	0.20			
Meteo data :	Ankara, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :	18 x Suntech 280 Wp + Sunny Boy 3600 TL				
	Simulation date	21/07/14 15h05			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	STP 280-24/ve		
		Manufacturer	Suntech		
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	18	Unit Nom. Power	280 Wp
Array global power		Nominal (STC)	5.04 kWp	At operating cond.	4498 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	284 V	I mpp	16 A
Total area		Module area	34.9 m²	Cell area	31.5 m ²
Inverter		Model	Sunny Boy SB 3600 TL-21		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	175-500 V	Unit Nom. Power	3.68 kW AC

Figura 6.10 – Configuração Sistema FV – Turquia

6.2.4 – Configuração sistema solar fotovoltaico – Alemanha

A configuração do sistema FV indicada no *software* PVSyst é apresentada na figura 6.11.

Project :	Simulação				
Geographical Site	Berlin		Country	Germany	
Situation	Latitude	52.3 °N	Longitude	13.2 °E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	33 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data :	Berlin, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :	18 x Suntech 280Wp + Sunny Boy 3,68 kW - Berlin				
	Simulation date	23/06/14 11h02			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	37 °	Azimuth	0 °	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	STP 280-24/Ve		
		Manufacturer	Suntech		
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	18	Unit Nom. Power	280 Wp
Array global power		Nominal (STC)	5.04 kWp	At operating cond.	4498 Wp (50 °C)
Array operating characteristics (50 °C)		U mpp	284 V	I mpp	16 A
Total area		Module area	34.9 m ²	Cell area	31.5 m ²
Inverter		Model	Sunny Boy SB 3600 TL-21		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	175-500 V	Unit Nom. Power	3.68 kW AC

Figura 6.11 – Configuração Sistema FV – Alemanha

6.3 – Custos do sistema solar fotovoltaico por país

Na tabela 6.1, estão resumidos os custos aproximados para os diversos componentes de um sistema solar FV, que resultam de uma média expectável para 2014. Devido às diversas oscilações do mercado FV e aos vários comercializadores em cada país, não se conseguem apurar valores em concreto.

Tabela 6.1 – Repartição de custos do sistema FV [29]

Custos (€/Wp)	Países			
	Portugal	França	Turquia	Alemanha
Módulos FV (€/Wp)	0,65	0,65	0,60	0,60
Inversor DC/AC (€/Wp)	0,25	0,25	0,25	0,20
Instalação (€/Wp)	0,75	0,75	0,60	0,70
TOTAL (€/Wp)	1,65	1,65	1,45	1,5

6.4 – Tarifas FiT de 2014

Na tabela 6.2, estão resumidas as tarifas FiT em vigor para 2014, nos países do estudo. Neste resumo, é evidente a tendência a nível europeu de redução das tarifas FiT, para dar entrada ao regime de autoconsumo e net-metering, na vertente do crescimento sustentável do mercado e da independência parcial a nível energético dos produtores de pequena escala. Mesmo na Alemanha, que criou o seu mercado FV tendo como base o FiT, está agora a pontar em direção ao regime de produção de energia em pequena escala através do autoconsumo.

Tabela 6.2 – Tarifas FiT para 2014 – países de estudo [30]

Produções Solares Fotovoltaicas de pequena escala e residencial	Portugal	FiT 2014		
		Nos primeiros 8 anos	0,066	
		Restantes 7 anos	0,145	
			€/Wp	
	França	FiT de 2014		
		Durante 10 anos	0,1416	
			€/Wp	
	Turquia	FiT 2014		
		Durante 10 anos	0,1019	
			€/Wp	
	Alemanha	FiT 2014		
		Durante 10 anos	0,1328	
		€/Wp		

6.5 – Resultados

Com base nos dados apresentados e mediante respetivo tratamento dos mesmos, através de folha de cálculo Excel, apresentam-se de seguida os resultados obtidos para uma previsão de produção a 25 anos (vida útil dos módulos FV acima dos 80 % de *performance*). A tarifa considerada no final do período da tarifa FiT é o valor da tarifa de consumo de eletricidade para o cliente particular, considerando o valor médio de 2013 assim como a taxa de inflação de cada país será a média do ano de 2013.

6.5.1 – Resultados - Portugal

Os resultados obtidos através da simulação realizada com o programa PVSyst, observam-se na figura 6.12, na qual é possível verificar o total de energia produzida pelo sistema FV,

análisisando detalhadamente, podemos verificar igualmente as perdas de captação solar e as perdas do sistema de conversão e transporte da energia produzida (inversor DC/AC, cablagem e conectores).

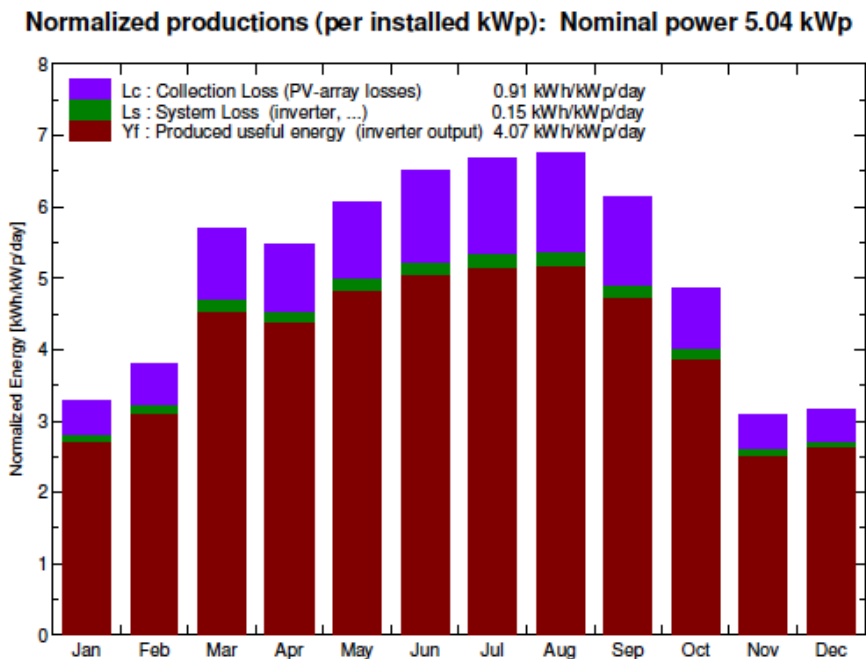


Figura 6.12 – Produção anual de energia - Portugal

Conforme se pode constatar na figura anterior, as perdas de captação solar são superiores nos meses de maior calor. De acordo com o mencionado, é visível na figura 6.13, a performance do sistema solar FV ao longo do ano, com um decréscimo na eficiência nos meses de elevada temperatura.

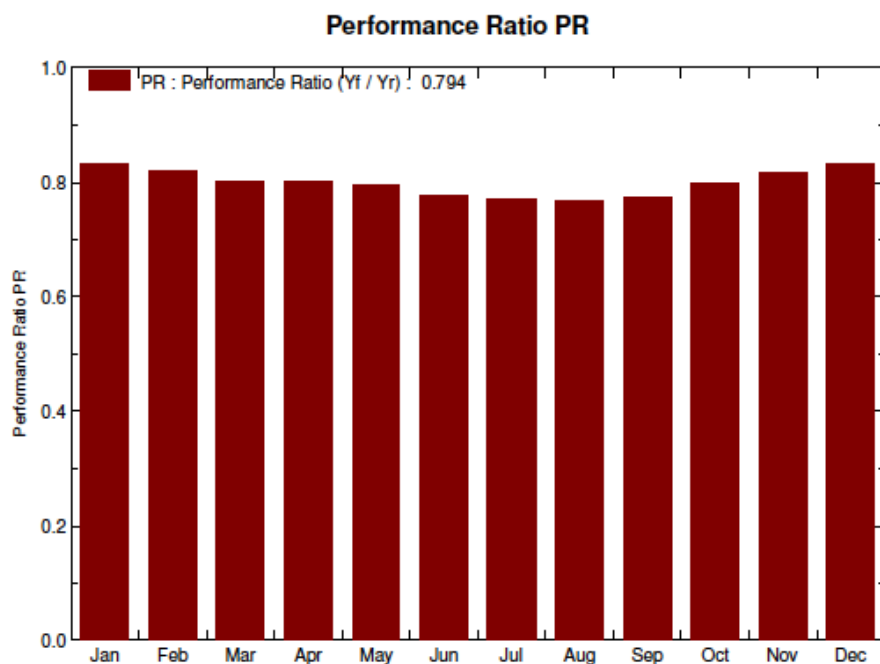


Figura 6.13 – Desempenho anual do sistema FV - Portugal

A tabela 6.3, apresenta um resumo dos resultados obtidos na simulação, onde estão presentes os valores da temperatura ambiente média mensal e energia produzida em DC/AC.

Tabela 6.3 – Resultados de produção do sistema FV - Portugal

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	66.2	12.53	101.6	98.9	441.9	426.5	12.46	12.02
February	78.6	12.89	106.6	103.8	456.5	440.4	12.27	11.83
March	144.3	14.54	176.2	171.9	736.5	711.5	11.97	11.56
April	158.4	14.61	164.1	158.9	687.5	663.5	12.00	11.58
May	199.2	16.81	188.3	182.0	782.9	756.1	11.91	11.50
June	215.8	20.27	195.1	188.3	791.4	763.6	11.62	11.21
July	224.7	22.08	207.2	200.1	835.9	806.4	11.55	11.14
August	206.8	22.79	209.4	203.0	839.9	810.6	11.48	11.08
September	155.5	21.47	184.0	179.4	741.6	716.3	11.54	11.15
October	113.0	18.82	150.4	146.5	627.0	605.4	11.94	11.52
November	64.8	14.55	92.8	90.3	396.2	381.8	12.23	11.79
December	58.0	12.96	98.0	95.5	426.8	411.7	12.46	12.02
Year	1685.5	17.05	1873.6	1818.6	7764.1	7493.8	11.86	11.45

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

Para concluir a análise dos resultados da simulação do sistema FV, apresentamos o diagrama anual de perdas e produção do sistema na figura 6.14.

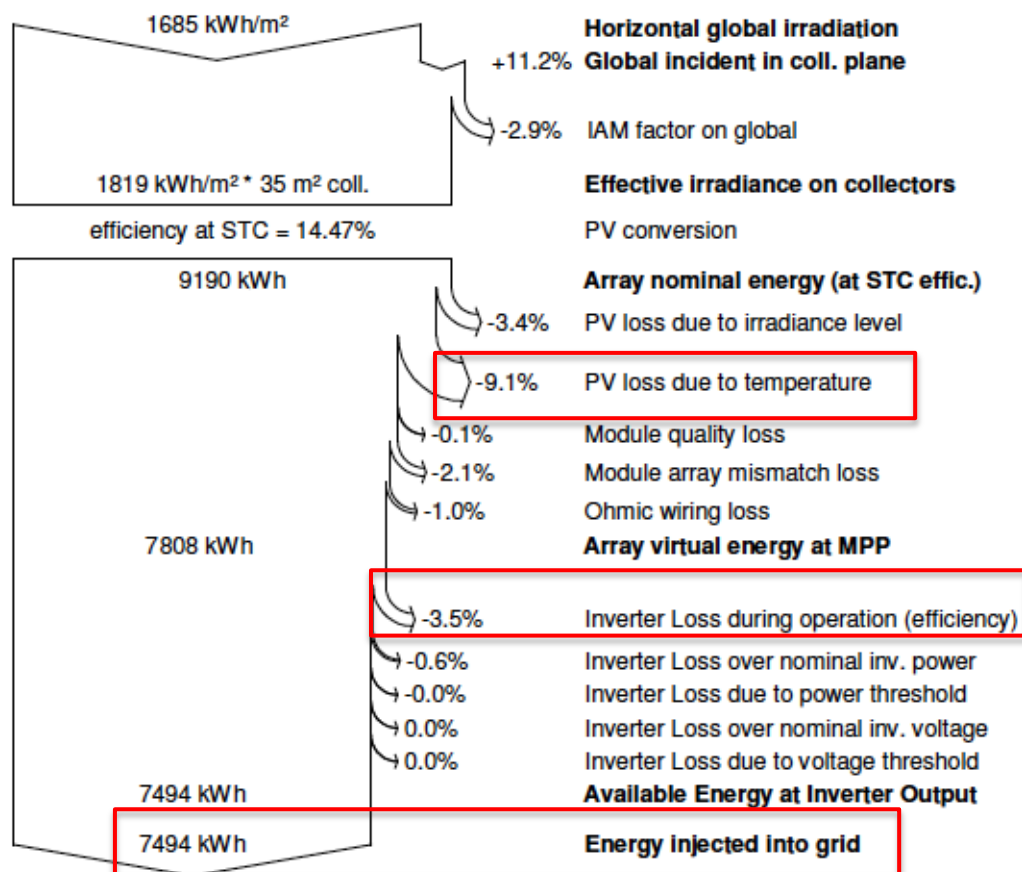


Figura 6.14 – Diagrama anual de produção e perdas do sistema FV – Portugal

As perdas mais significativas estão relacionadas com a temperatura nos módulos FV (- 9,1 %), seguidas pelas perdas de conversão do inversor DC/AC (- 3,5 %), onde dos 7808 kWh em DC são convertidos para AC e injetados na rede 7494 kWh.

6.5.2 – Resultados - França

Como resultados obtidos através do programa de simulação (PVSyst), temos na figura 6.15, o total de energia produzida pelo sistema FV. Numa análise mais aproximada, podemos verificar igualmente as perdas de captação solar e as perdas do sistema de conversão e transporte da energia produzida (inversor DC/AC, cablagem e conectores).

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5.04 kWp

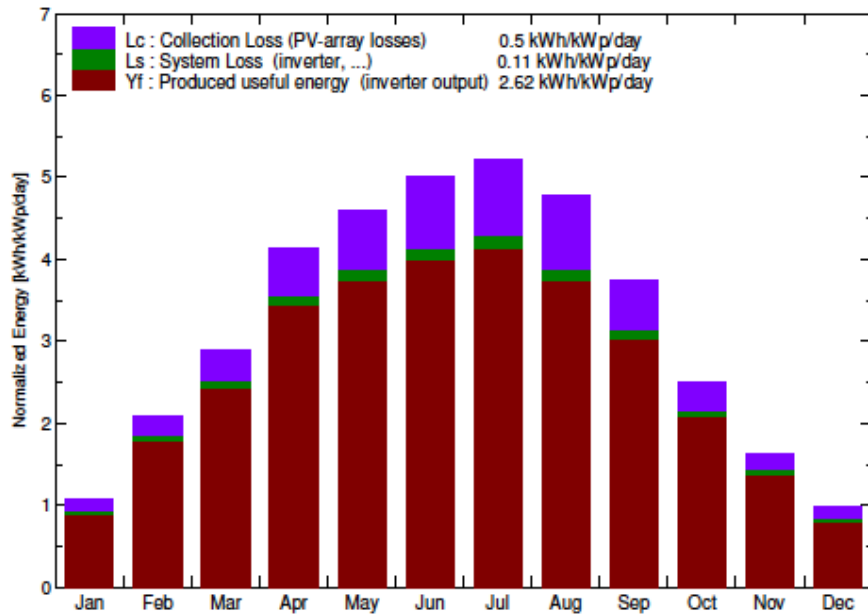


Figura 6.15 – Produção anual de energia - França

Conforme se pode constatar na figura anterior, as perdas de captação solar são superiores em meses de maior calor, da mesma forma que é notório o comportamento dos módulos FV com o excesso de calor, uma vez que o valor de produção oscila pouco entre abril e agosto.

É visível na figura 6.16, o desempenho do sistema solar FV ao longo do ano, com um decréscimo na eficiência nos meses de superior temperatura.

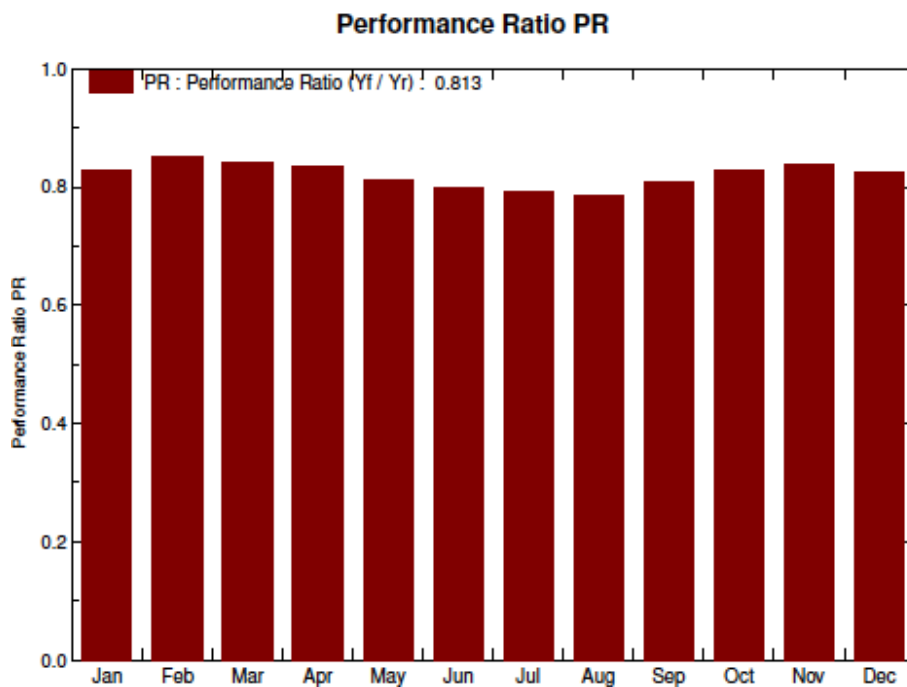


Figura 6.16 – Desempenho anual do sistema FV - França

A tabela 6.4 apresenta um resumo dos resultados obtidos na simulação, onde estão presentes os valores da temperatura ambiente média mensal, energia produzida em corrente DC e posteriormente energia após conversão, em corrente AC injetada na rede.

Tabela 6.4 – Resultados de produção do sistema FV - França

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	24.0	4.60	33.5	32.4	147.3	139.7	12.59	11.94
February	43.0	4.70	58.6	56.6	261.8	251.1	12.79	12.27
March	76.0	7.00	89.7	86.7	395.9	380.8	12.64	12.15
April	114.0	9.80	123.9	119.9	539.9	520.2	12.48	12.03
May	140.0	13.50	142.7	138.0	605.9	583.5	12.16	11.71
June	153.0	16.30	150.0	145.1	627.0	603.3	11.97	11.51
July	163.0	18.90	162.0	156.9	670.3	645.5	11.84	11.41
August	139.0	19.00	148.0	143.3	607.1	584.6	11.75	11.31
September	96.0	16.00	112.4	108.9	475.2	457.6	12.10	11.65
October	59.0	11.80	77.8	75.1	338.0	324.8	12.44	11.96
November	32.0	7.30	49.1	47.4	217.1	207.9	12.65	12.11
December	20.0	5.10	30.4	29.3	133.6	126.4	12.61	11.93
Year	1059.0	11.21	1178.0	1139.6	5019.0	4825.4	12.20	11.73

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

O resumo de resultados da simulação deste país, é apresentado na figura 6.17, onde podemos observar o diagrama anual de perdas e produção do sistema FV.

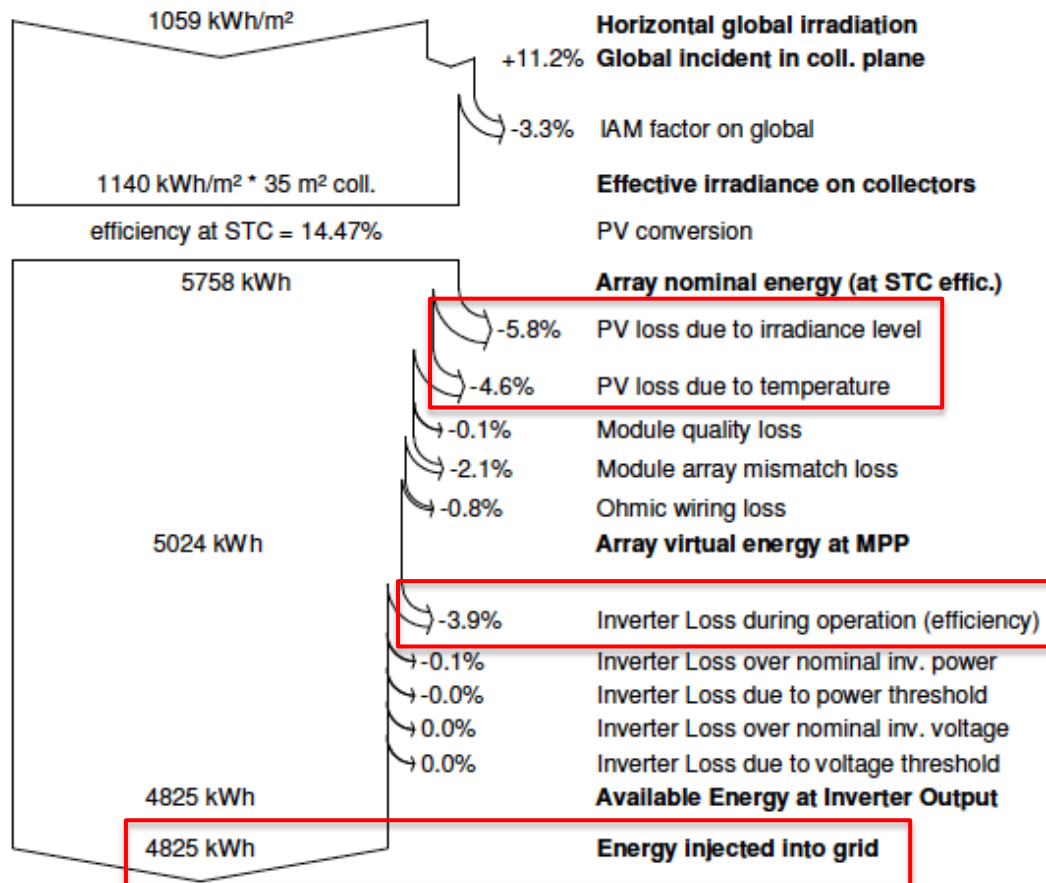


Figura 6.17 – Diagrama anual de produção e perdas do sistema FV – França

A análise do diagrama acima apresentado, confirma que as perdas mais significativas estão relacionadas com a radiação solar (- 5,8 %) e temperatura (- 4,6 %), seguidas pelas perdas de conversão do inversor DC/AC (- 3,9 %), onde dos 5024 kWh em DC são convertidos para AC e injetados na rede 4825 kWh.

6.5.3 – Resultados – Turquia

Os resultados obtidos através do programa de simulação (PVSystem), temos a figura 6.18, na qual é possível verificar o total de energia produzida pelo sistema FV. Onde podemos verificar igualmente as perdas de captação solar e as perdas do sistema de conversão e transporte da energia produzida (inversor DC/AC, cablagem e conectores).

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5.04 kWp

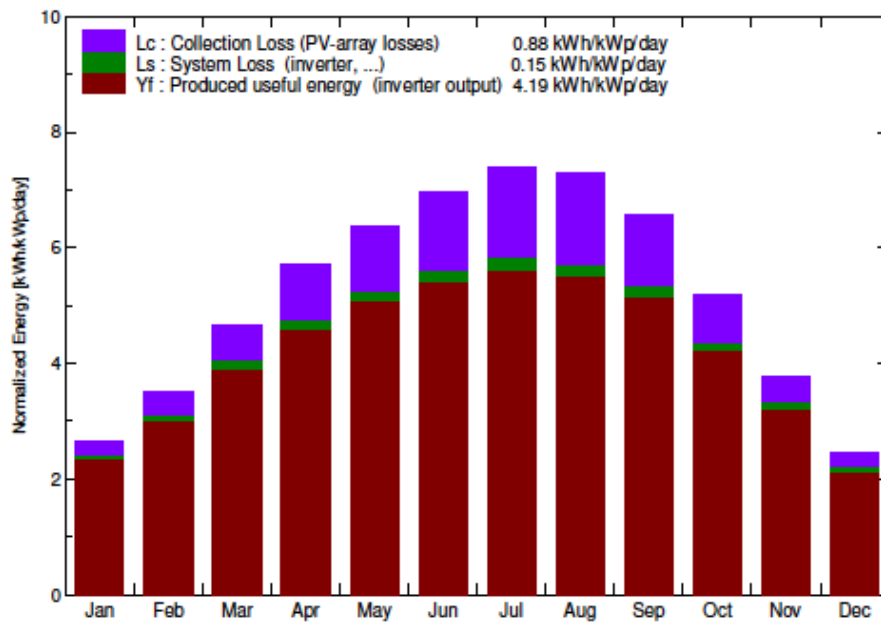


Figura 6.18 – Produção anual de energia - Turquia

Conforme se pode constatar na figura anterior, as perdas de captação solar são superiores em meses de maior calor, da mesma forma que é notório o comportamento dos módulos FV com o excesso de calor, uma vez que o valor de produção oscila pouco entre maio e setembro.

De acordo com o mencionado, é visível na figura 6.19, o desempenho do sistema solar FV ao longo do ano, com um decréscimo na eficiência nos meses de temperatura mais elevada.

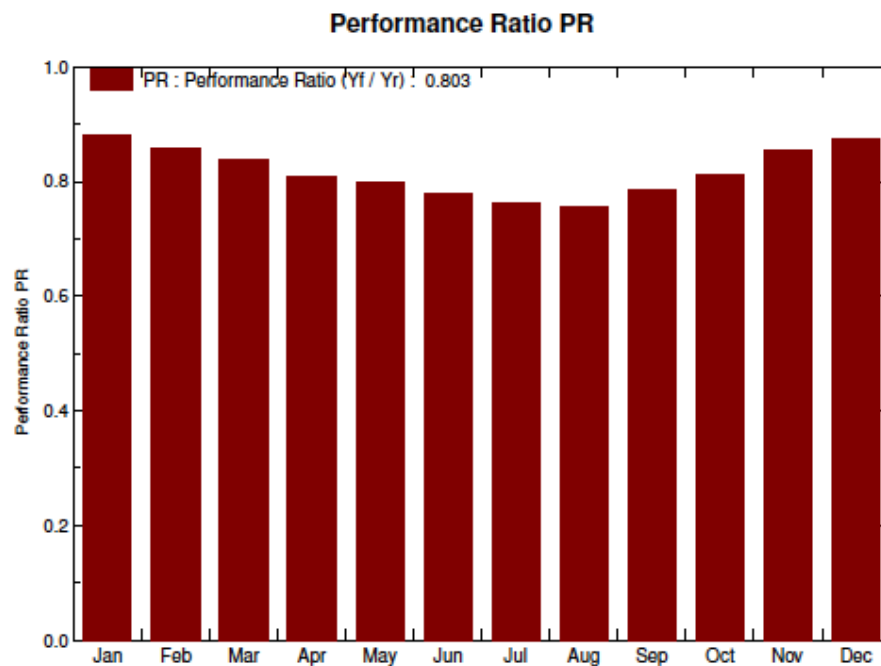


Figura 6.19 – Desempenho anual do sistema FV - Turquia

A tabela 6.5 apresenta-se um resumo dos resultados obtidos na simulação, onde estão presentes os valores da temperatura ambiente média mensal, energia produzida em corrente DC e posteriormente energia após conversão, em corrente AC injetada na rede.

Tabela 6.5 – Resultados de produção do sistema FV - Turquia

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	55.0	-0.30	82.4	79.9	379.7	365.7	13.19	12.71
February	72.0	2.00	98.3	95.5	440.0	424.5	12.81	12.36
March	121.0	6.40	144.9	140.7	634.2	612.1	12.53	12.10
April	160.0	11.40	171.3	166.2	721.5	696.7	12.06	11.64
May	204.0	15.30	197.2	191.2	823.4	794.6	11.96	11.54
June	226.0	19.30	208.7	202.3	847.6	818.0	11.63	11.22
July	243.0	22.60	229.0	222.3	911.8	879.7	11.40	11.00
August	218.0	22.60	226.1	219.6	890.5	859.5	11.28	10.88
September	165.0	18.20	196.8	191.4	806.4	779.1	11.73	11.33
October	117.0	13.20	161.3	156.9	682.3	659.0	12.11	11.70
November	73.0	6.40	113.2	110.0	503.8	486.7	12.74	12.31
December	48.0	2.00	75.6	73.3	346.0	333.3	13.11	12.63
Year	1702.0	11.65	1904.8	1849.3	7987.2	7709.0	12.01	11.59

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Na figura 6.20 apresentam-se os resultados da simulação, onde se observa o diagrama anual de perdas e produção do sistema FV.

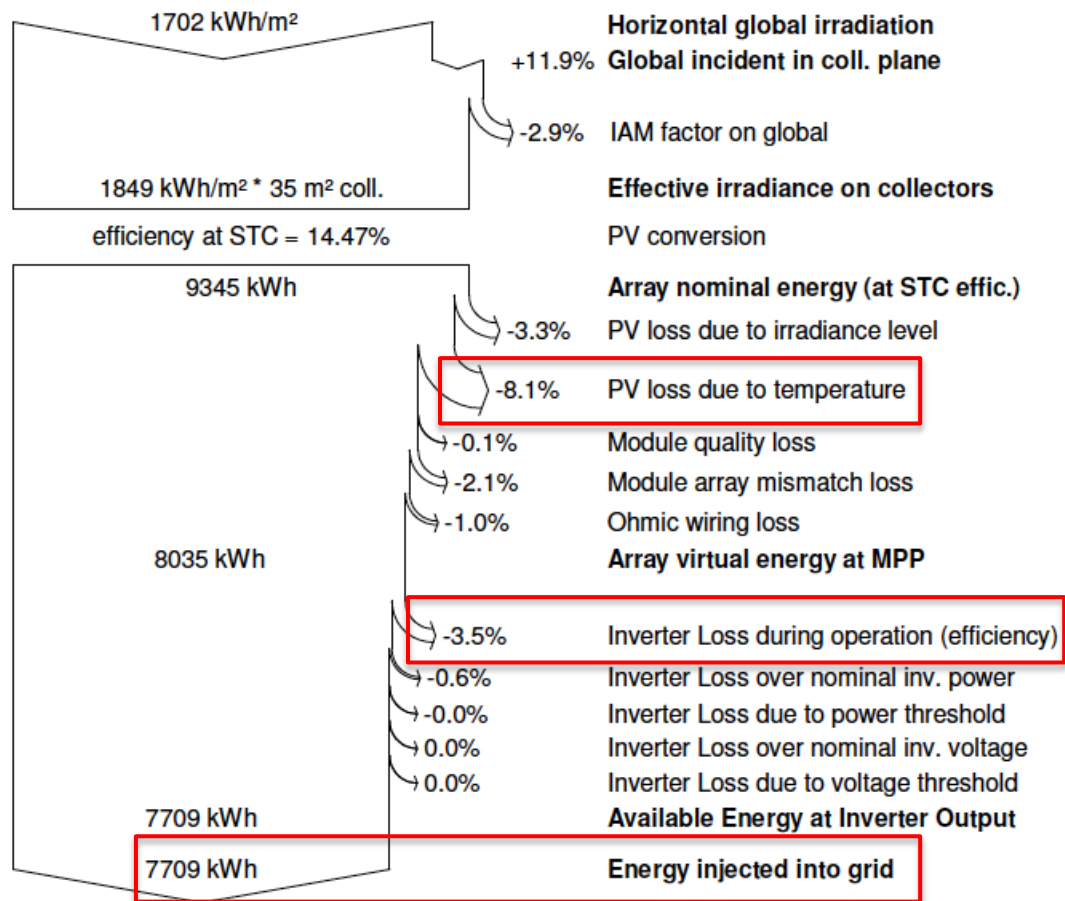


Figura 6.20 – Diagrama anual de produção e perdas do sistema FV – Turquia

A análise do diagrama acima apresentado, confirma que as perdas mais significativas estão relacionadas com a temperatura nos módulos FV (- 8,1 %), seguidas pelas perdas de conversão do inversor DC/AC (- 3,5 %), onde dos 8035 kWh em DC são convertidos para AC e injetados na rede 7709 kWh.

6.5.4 – Resultados – Alemanha

Como resultados obtidos através do programa de simulação (PVSyst), temos a figura 6.21, na qual é possível verificar o total de energia produzida pelo sistema FV. Numa análise mais aproximada, podemos verificar igualmente as perdas de captação solar e as perdas do sistema de conversão e transporte da energia produzida (inversor DC/AC, cablagem e conectores).

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5.04 kWp

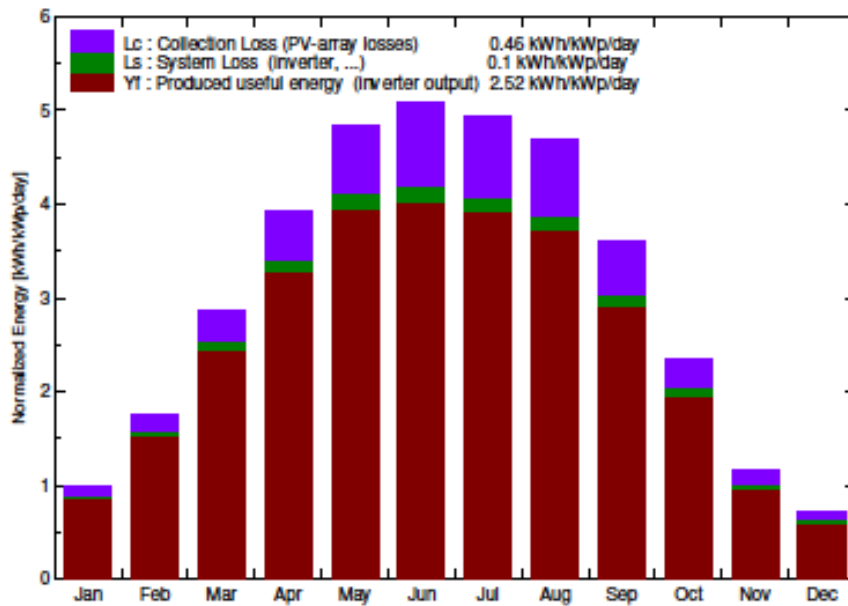


Figura 6.21 – Produção anual de energia - Alemanha

Conforme se pode constatar na figura anterior, as perdas de captação solar são superiores em meses de maior calor, da mesma forma que é notório o comportamento dos módulos FV com o excesso de calor, uma vez que o valor de produção oscila pouco entre maio e agosto.

De acordo com o mencionado, é visível na figura 6.22, a *performance* do sistema solar FV ao longo do ano, com um decréscimo na eficiência nos meses de temperatura mais elevada.

Performance Ratio PR

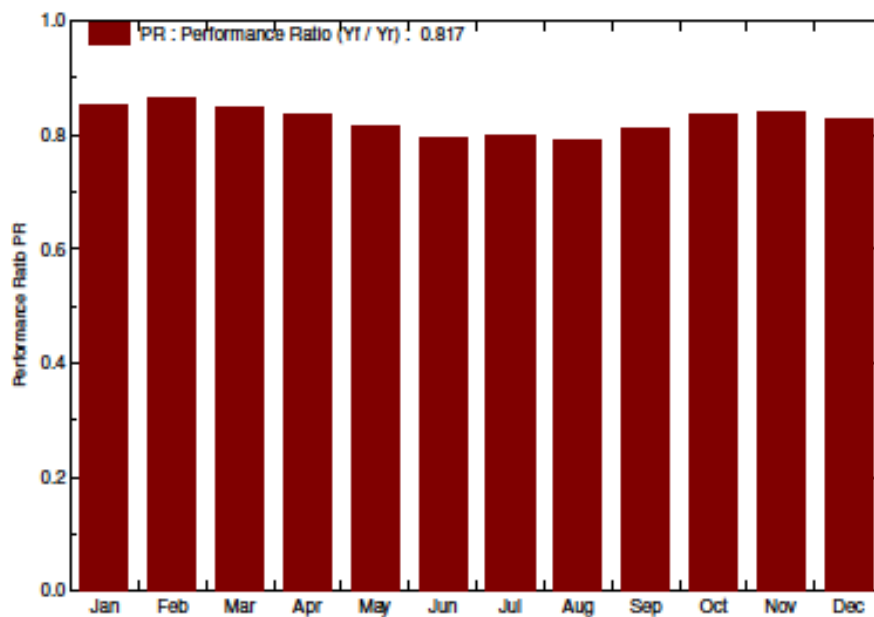


Figura 6.22 – Desempenho anual do sistema FV - Alemanha

A tabela 6.6 apresenta um resumo dos resultados obtidos na simulação, onde estão presentes os valores da temperatura ambiente média mensal, energia produzida em corrente DC e posteriormente energia após conversão, em corrente AC injetada na rede.

Tabela 6.6 – Resultados de produção do sistema FV - Alemanha

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	19.0	-0.60	31.2	30.2	141.2	133.9	12.98	12.31
February	34.0	0.60	49.3	47.8	224.3	214.8	13.02	12.47
March	70.9	4.40	89.0	86.1	396.2	381.0	12.75	12.26
April	107.0	7.80	118.0	114.2	516.2	497.1	12.53	12.06
May	150.0	12.80	150.5	145.7	642.9	619.2	12.23	11.78
June	158.0	16.70	152.6	147.6	634.5	610.4	11.90	11.45
July	156.0	18.30	153.0	147.9	638.0	614.2	11.94	11.49
August	134.0	17.80	145.7	141.3	604.5	582.0	11.88	11.43
September	89.0	14.40	108.4	104.9	460.0	442.8	12.15	11.70
October	51.0	9.40	72.7	70.5	319.1	306.7	12.58	12.08
November	22.0	4.40	34.8	33.7	155.0	147.4	12.76	12.13
December	13.0	1.10	22.5	21.8	100.4	94.2	12.75	11.96
Year	1004.0	8.97	1127.7	1091.7	4832.5	4643.6	12.27	11.79

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

Em conclusão os resultados da simulação anual neste país, são apresentados na figura 6.23 onde se pode observar o diagrama anual de perdas e produção do sistema FV.

Loss diagram over the whole year

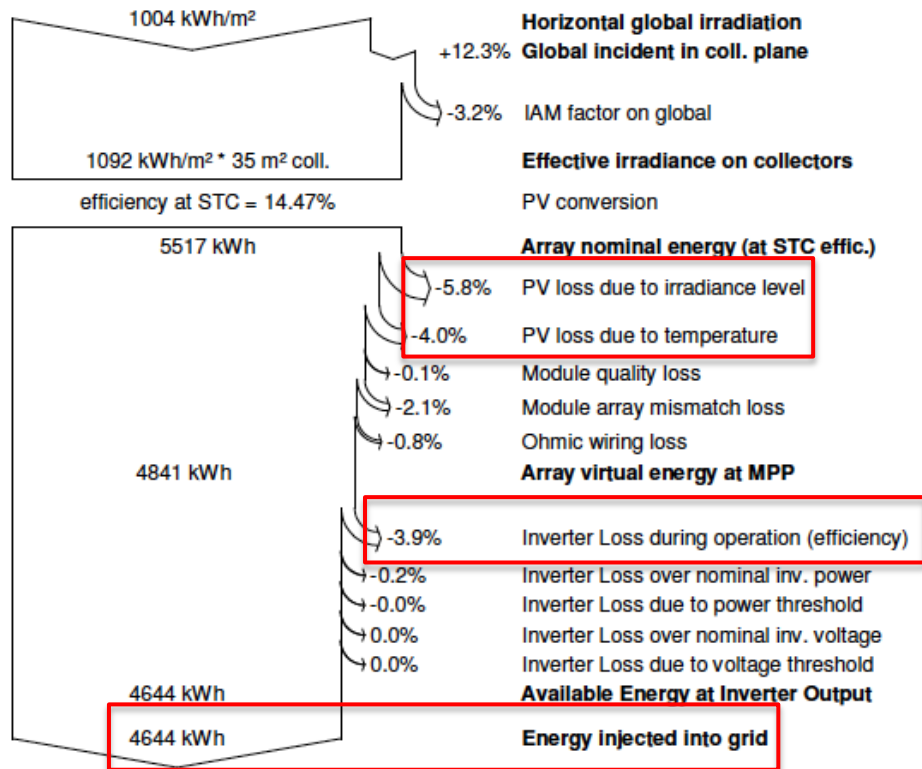


Figura 6.23 – Diagrama anual de produção e perdas do sistema FV – Alemanha

A análise do diagrama acima apresentado, confirma que as perdas mais significativas estão relacionadas com a radiação (- 5,8 %) ao invés dos restantes países, a Alemanha não tem uma temperatura demasiado elevada para os módulos FV, no entanto, pode atingir temperaturas negativas o que afetará igualmente a produção com perdas de - 4 %. As perdas de conversão do inversor DC/AC (-3,9 %), são igualmente importantes, onde dos 4841 kWh em DC são convertidos para AC e injetados na rede 4644 kWh.

6.6 – Comparação e Análise de Resultados

Com base nos resultados das simulações apresentadas, efetuou-se o estudo de viabilidade para cada país, aplicando para o efeito as respetivas tarifas bonificadas (FiT) em conjugação com os dados de produção obtidos.

De forma a destacar as etapas dos resultados, será apresentado graficamente um resumo das conclusões obtidas entre os países em estudo, baseada nos dados das simulações.

Tais como, horas equivalentes de sol e temperatura média anual, eficiência do inversor escolhido para o sistema FV através dos gráficos de produção em DC e em AC. Seguidos pela comparação obrigatória da energia anual produzida pelo sistema solar FV nos países em simulação.

De acordo com o descrito, na figura 6.24, são apresentadas as horas equivalentes de sol entre os 4 países, onde é notório que as cidades de Lisboa (Portugal) e Ankara (Turquia), possuem claramente uma mais-valia para as instalações de produção solar FV, com uma diferença de aproximadamente mais 500 horas face a Paris (França) ou Berlim (Alemanha).

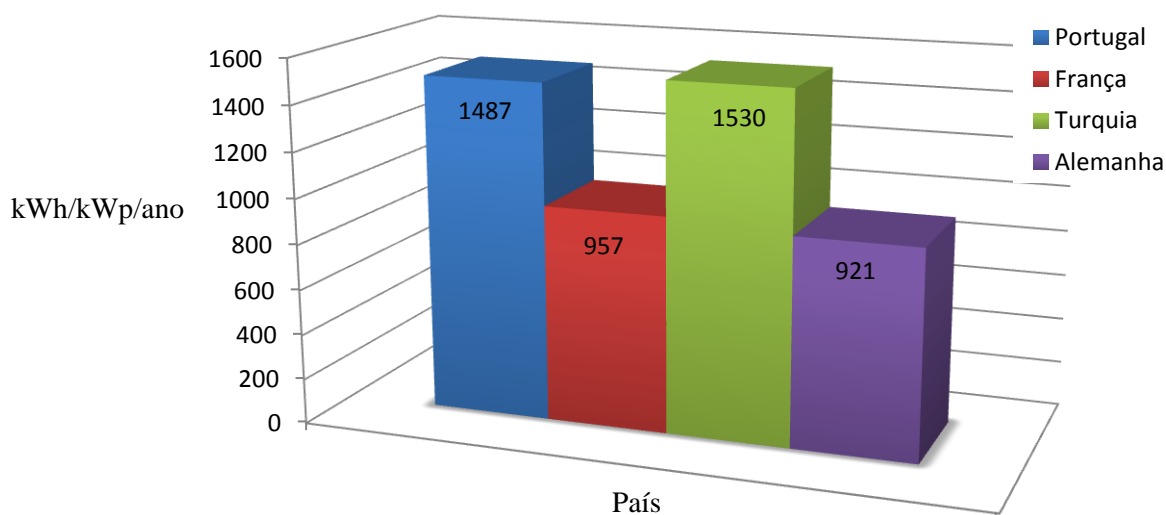


Figura 6.24 – Horas equivalentes de radiação solar – países em estudo

Na figura 6.25, são apresentadas as diferenças entre temperaturas médias ao longo do ano, nos 4 países, onde é possível salientar que o país que irá apresentar maiores dificuldades em termos de excesso de temperatura nos módulos FV e consequentes perdas será Portugal.

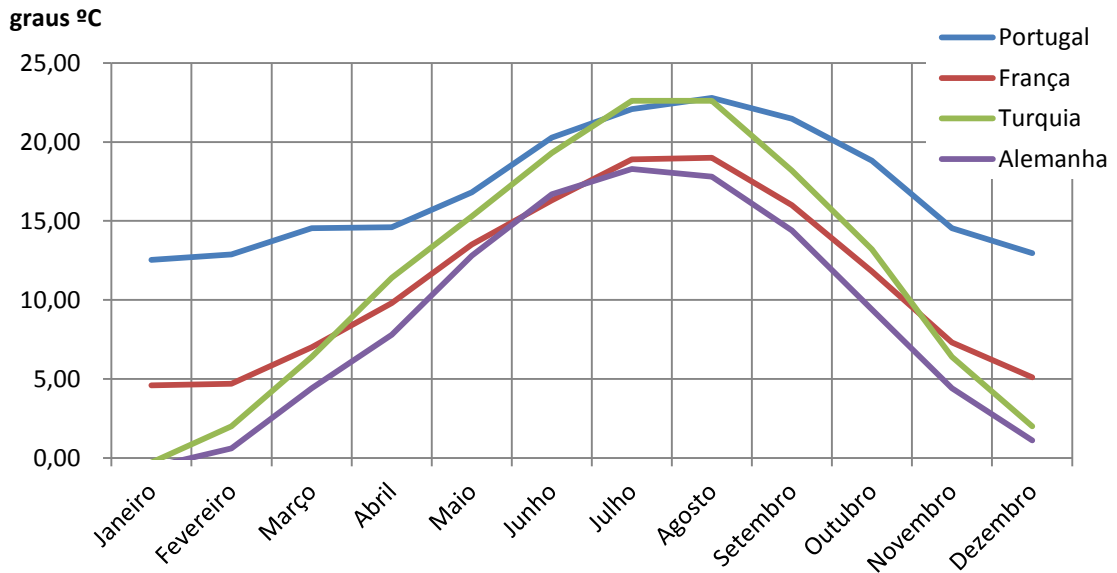


Figura 6.25 – Temperatura média anual – países em estudo

Nas figuras 6.26, 6.27 e 6.28, estão representadas as produções antes e depois da conversão de energia no inversor e respetiva *performance* do sistema, respetivamente.

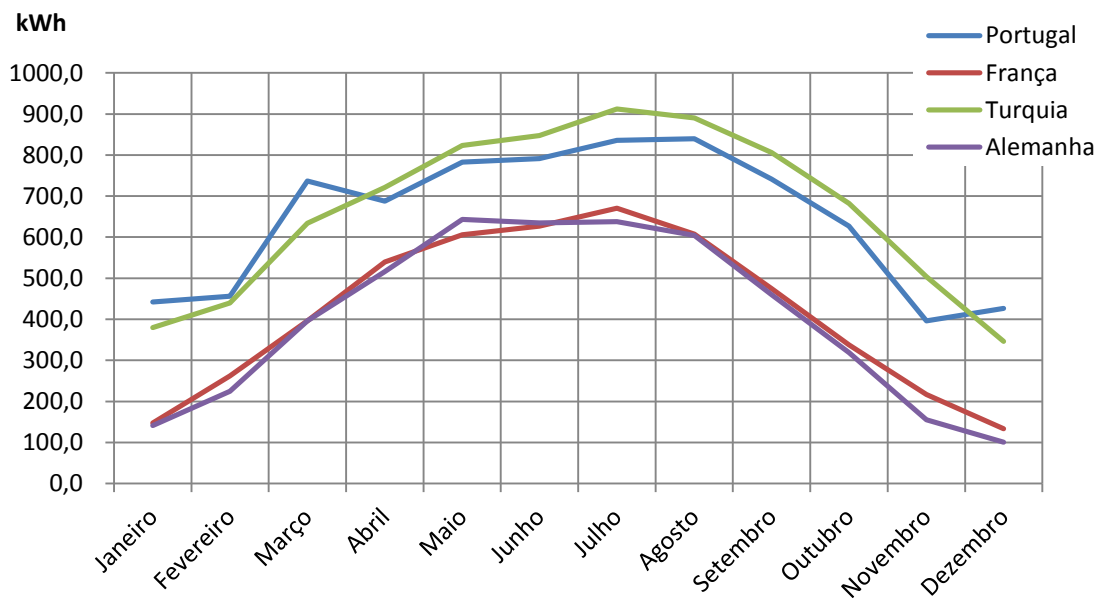


Figura 6.26 – Produção DC média anual – países em estudo

Nas figuras 6.26 e 6.27, é fácil a interpretação da influência tanto na produção AC como DC, do número de horas equivalentes e respetiva taxa de radiação demonstrada no capítulo 4.

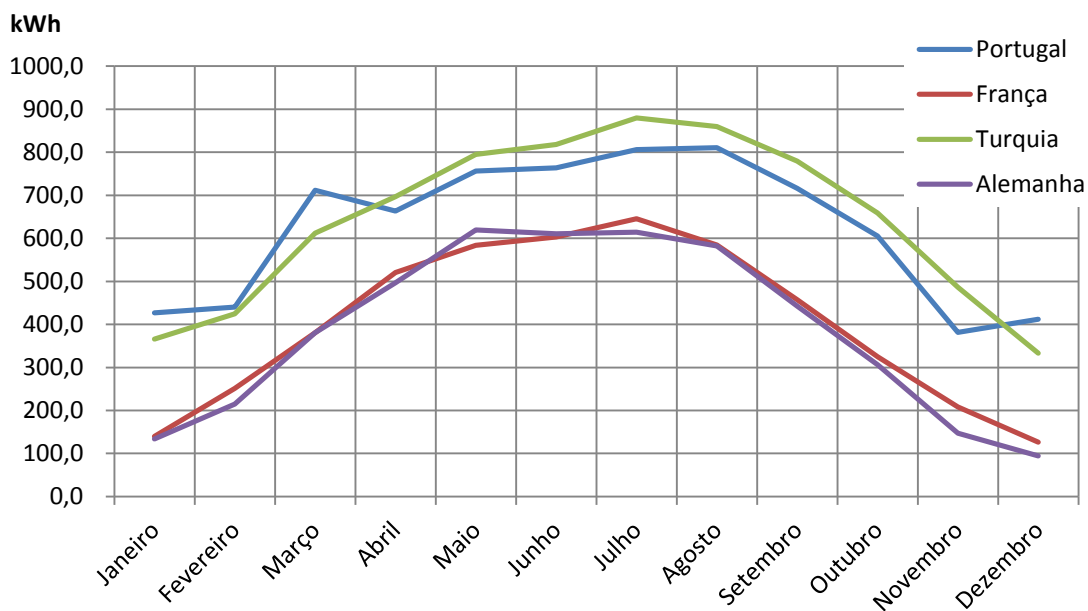


Figura 6.27 – Produção AC média anual – países em estudo

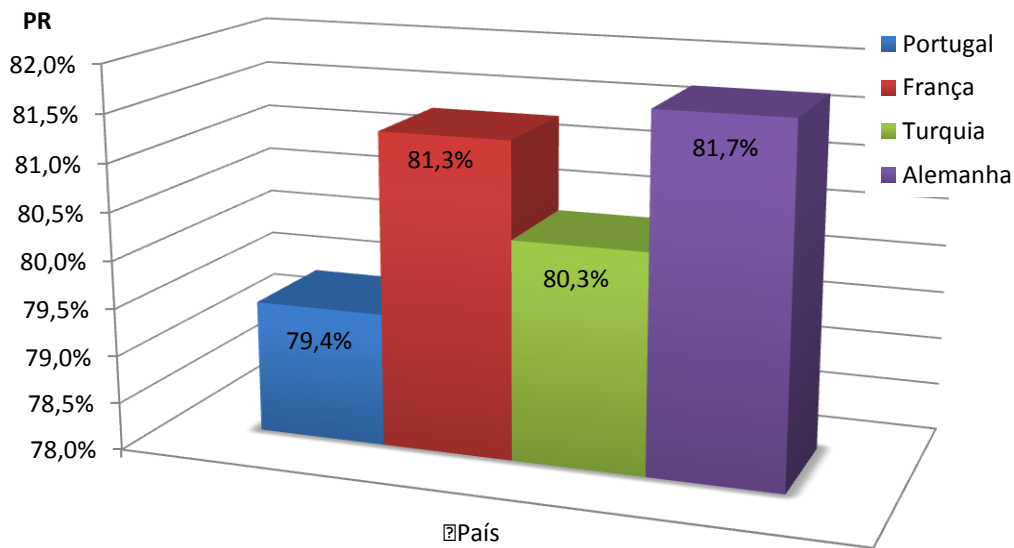


Figura 6.28 – Desempenho sistema FV – países em estudo

Com base no demonstrado anteriormente, será agora analisado país a país, a respetiva produção e remuneração aplicadas.

Portugal será o primeiro país a ser analisado, sendo que na figura 6.29, está presente a evolução média expectável da produção FV do sistema para um ano tipo. Com base nesses resultados, na figura 6.30 foi aplicada a tarifa FiT para os 25 anos do projeto, sendo que, após o término da FiT será aplicada a tarifa de consumo atual aplicando a taxa de atualização e tendo assim a perspetiva para essa tarifa para o ano pretendido.

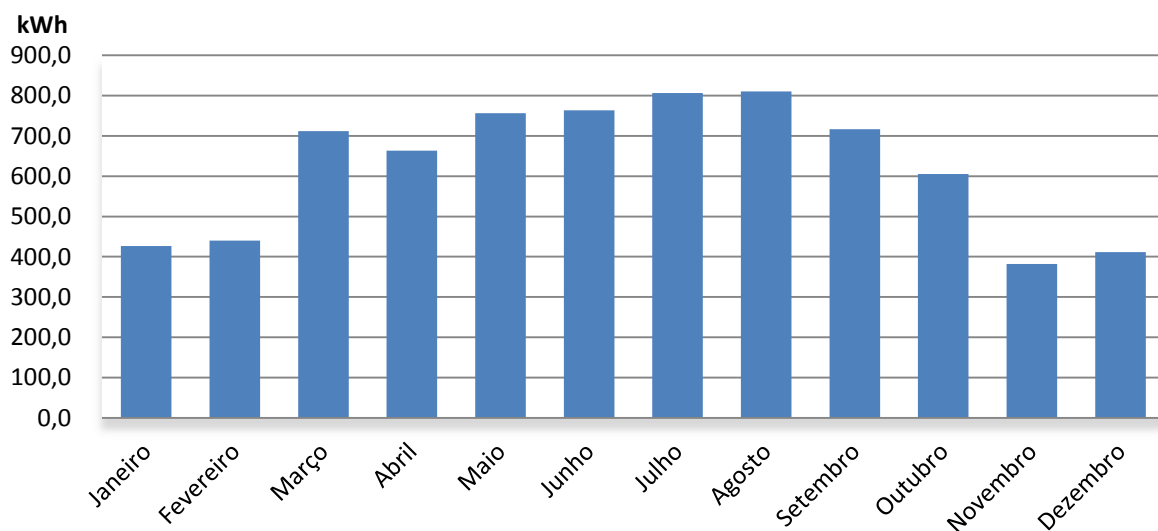


Figura 6.29 – Produção média anual - Portugal

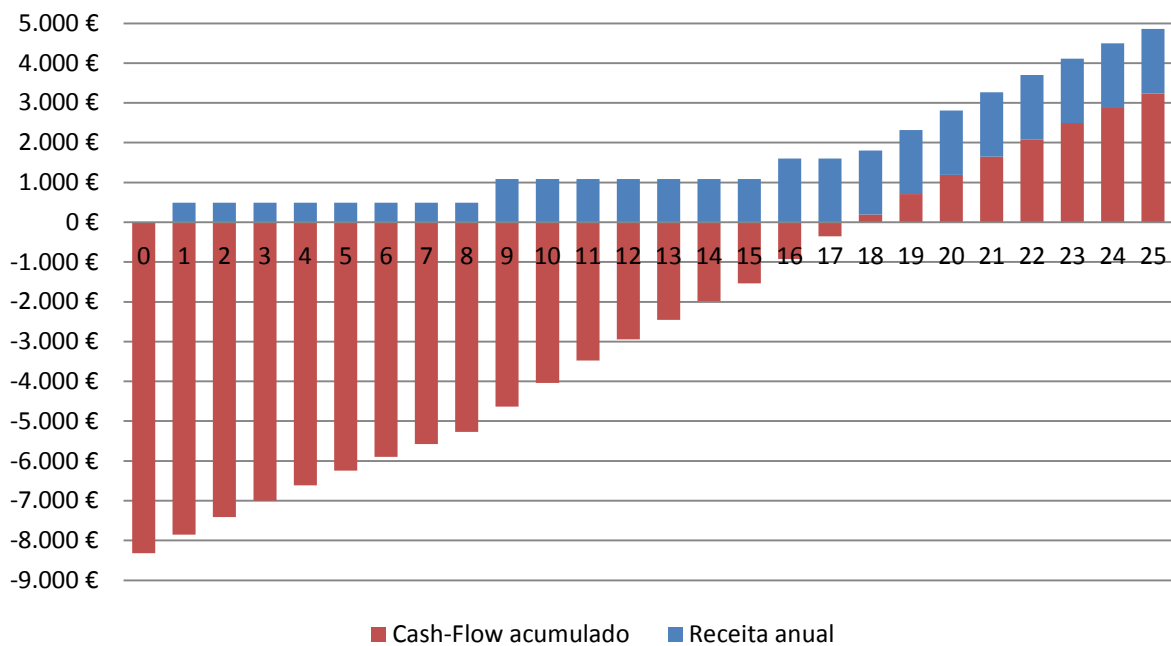


Figura 6.30 – Cash-Flow acumulado e receita anual – Portugal

Para o segundo país analisado, França, apresenta-se a mesma sequência de resultados, sendo que na figura 6.31, está presente a evolução média expectável da produção FV do sistema para um ano tipo. Com base nesses resultados, na figura 6.32, foi aplicada a tarifa FiT desse país e assim é obtido o rendimento anual e respetivo *cash-flow* do sistema FV.

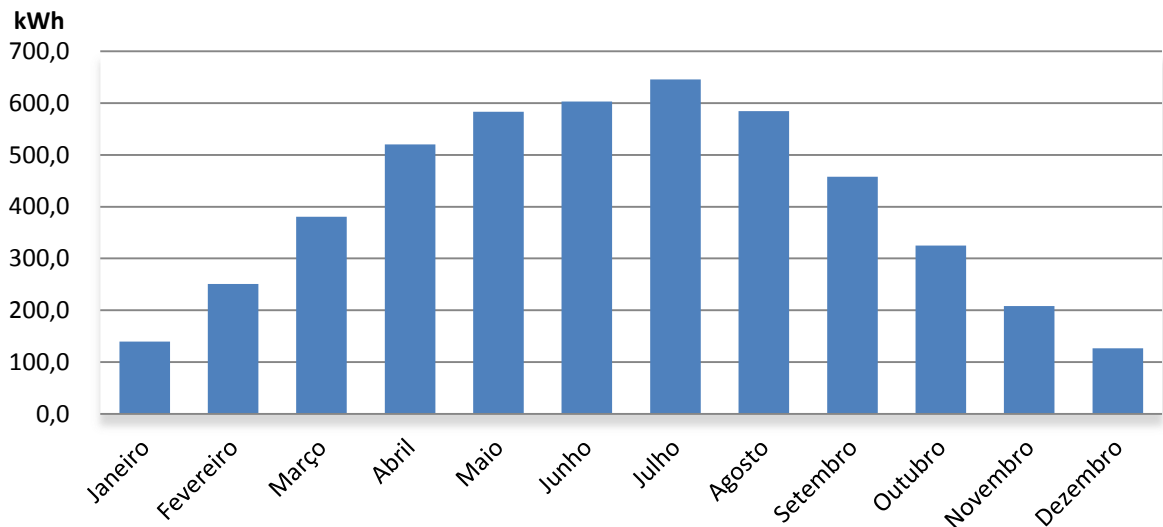


Figura 6.31 – Produção média anual – França

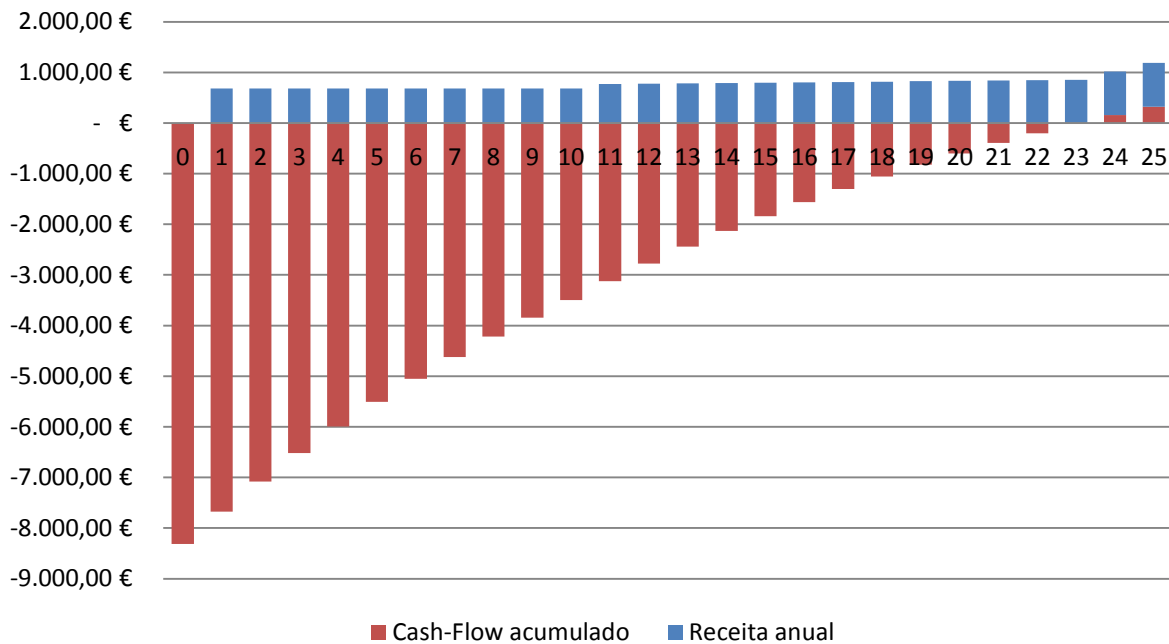


Figura 6.32 – Cash-Flow acumulado e receita anual – França

Para o terceiro país analisado, Turquia, apresenta-se a mesma sequência de resultados, sendo que na figura 6.33, é apresentada a evolução média expectável da produção FV do sistema para um ano tipo. Com base nesses resultados, na figura 6.34, foi aplicada a tarifa FiT desse país e obtido o rendimento anual e respetivo *cash-flow* do sistema FV.

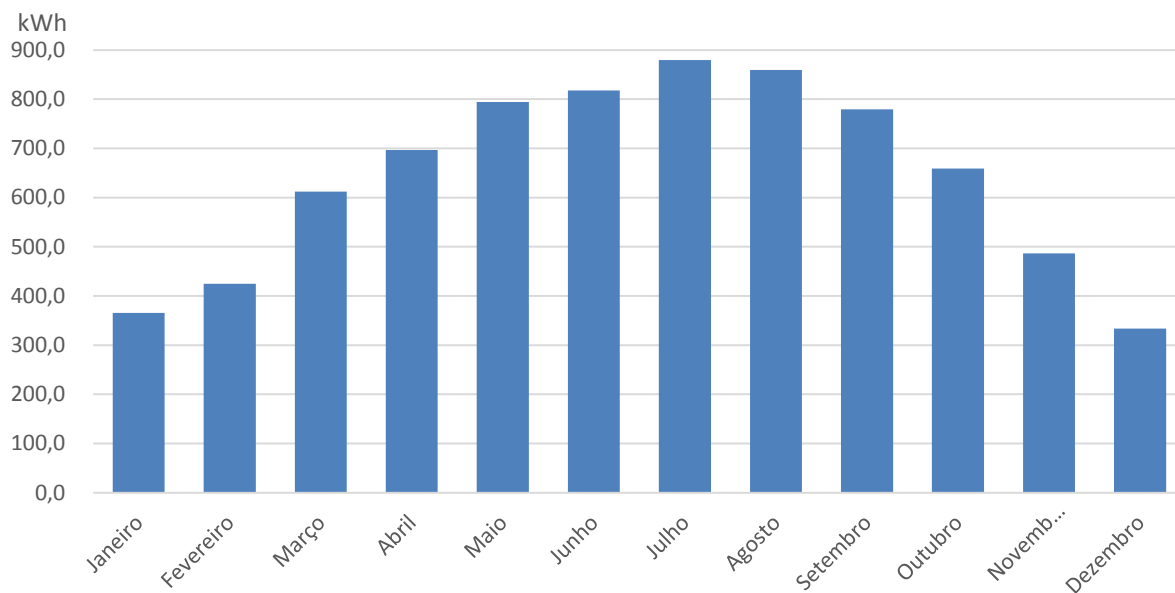


Figura 6.33 – Produção média anual – Turquia

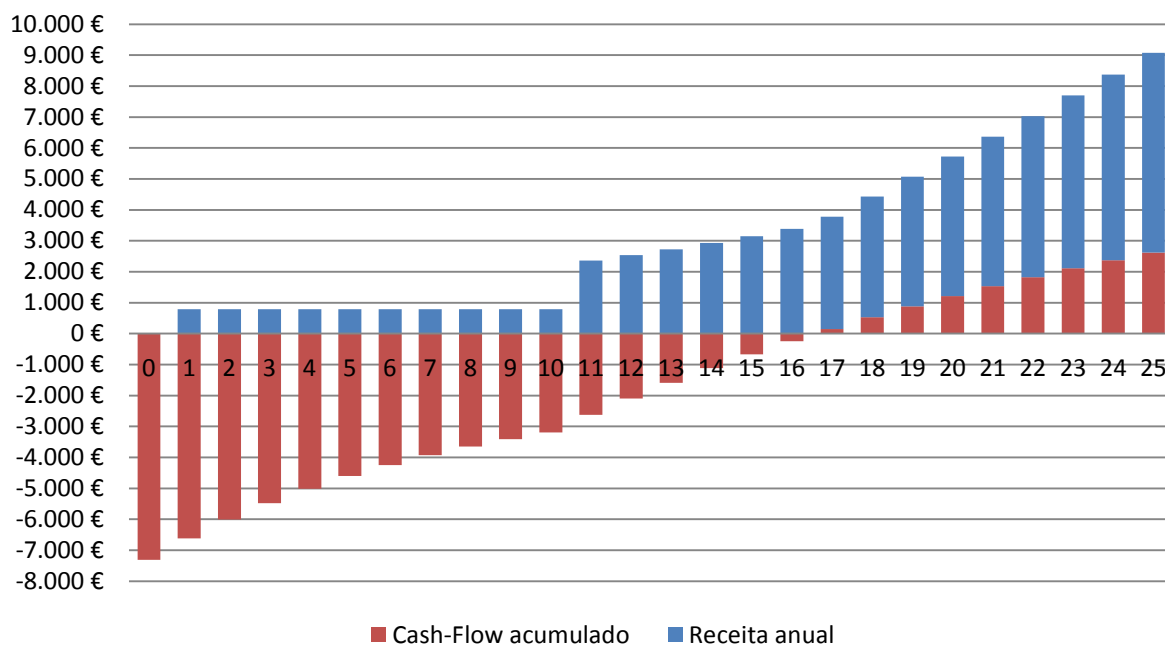


Figura 6.34 – Cash-Flow acumulado e receita anual – Turquia

Para o último país analisado, Alemanha, apresenta-se a mesma sequência de resultados, sendo que na figura 6.35 está presente a evolução média expectável da produção FV do sistema para um ano tipo. Com base nesses resultados, na figura 6.36 foi aplicada a tarifa FiT respectiva e obtido o rendimento anual e respetivo *cash-flow* do sistema FV.

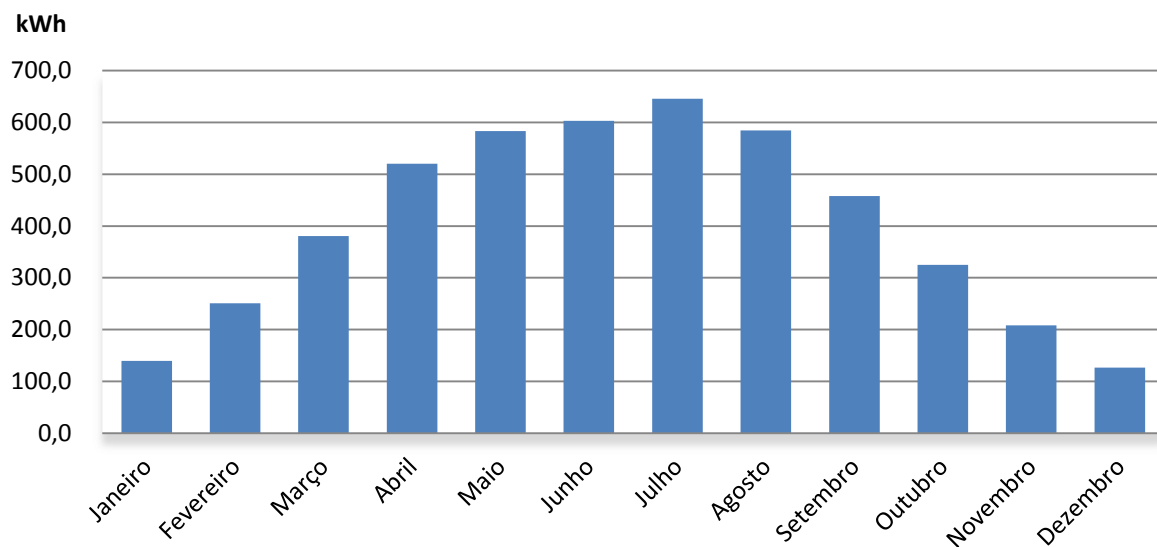


Figura 6.35 – Produção média anual – Alemanha

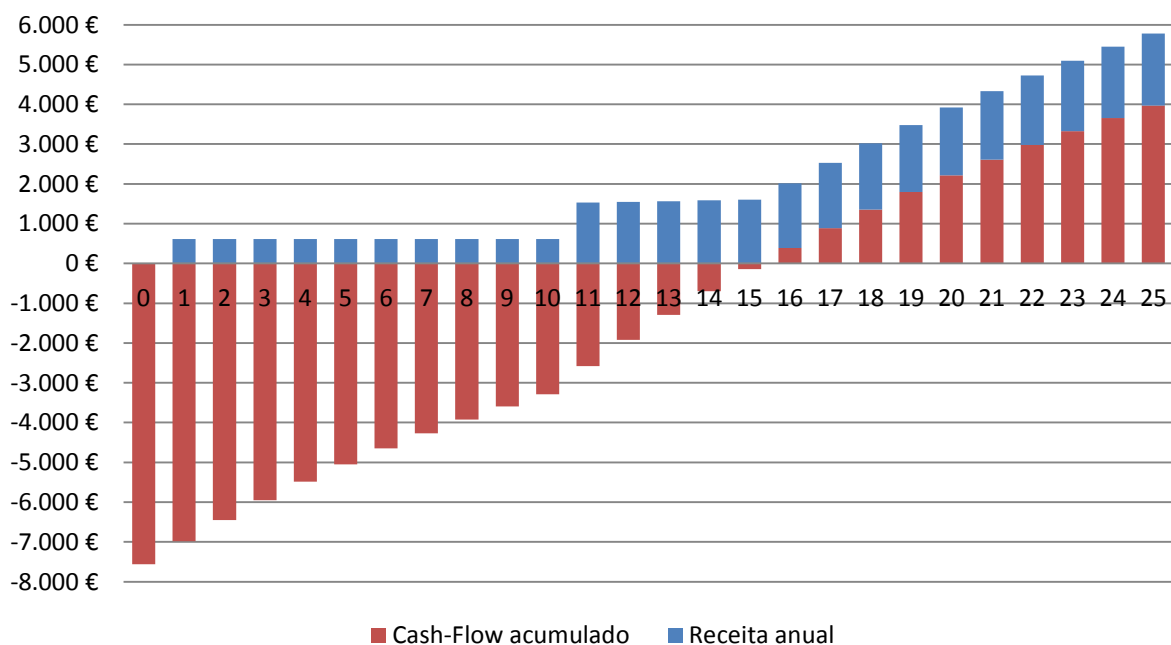


Figura 6.36 – Cash-Flow acumulado e receita anual – Alemanha

CAPÍTULO

7

Conclusões

Apresenta-se neste capítulo um resumo das conclusões mais relevantes da elaboração desta dissertação, bem como possíveis futuras linhas de investigação.

7.1 – Principais conclusões

Para melhor análise, as conclusões principais, assim como algumas das características de maior importância de cada país, estão resumidas na tabela 7.1. A partir da mesma, serão apresentadas as conclusões que consolidam as observações realizadas no capítulo anterior.

Convém salientar que para os cálculos e no âmbito do investimento, que foi considerado como realizado através de capitais próprios e sem recurso a empréstimos, não foram consideradas quaisquer despesas de operação e manutenção ou impostos sobre os lucros provenientes da venda da produção de energia.

Tabela 7.1 – Resumo resultados finais

	Portugal	França	Turquia	Alemanha
Investimento inicial	8316€	8316€	7308€	7560€
TIR	9,00 %	7,29 %	17,09 %	11,26 %
Payback	18anos	24anos	17anos	16anos
VAL 25 anos	3237,14€	321,65€	2622,73€	3970,32€
Custo eletricidade (média em 2013)	0,208€/kWh	0,147€/kWh	0,150€/kWh	0,292€/kWp
Taxa de inflação (média em 2013)	0,172 %	0,839 %	7,439 %	1,219 %
FiT	0,066 e 0,145€/kWh	0,15€/kWh	0,1019€/kWh	0,1329€/kWh
Custos FV	1,65€/Wp	1,65€/Wp	1,45€/Wp	1,5€/Wp
Horas equivalentes	1487h	957h	1530h	921h
LCOE	88,32 €/MWh	146,41 €/MWh	136,94 €/MWh	143,40 €/MWh
Legenda	Mais favorável		Menos favorável	

Numa primeira análise à tabela 7.1 é possível constatar o já mencionado anteriormente quanto aos valores das tarifas FiT, francamente reduzidos e pouco apelativos ao investidor. O setor residencial e/ou de pequena escala, está em mudança, sendo que o valor das tarifas FiT provam essa viragem em direção aos regimes de autoconsumo e *netmetering*, onde países como a Alemanha já estão a dar os primeiros passos. Modelos de autoconsumo com recurso ao armazenamento de energia são uma aposta de futuro, evitando injeções de energia na rede em excesso nos períodos de menor demanda, podendo criar autonomia quase total ao produtor de energia de pequena escala.

No seguimento do mencionado anteriormente, é possível visualizar através da figura 7.1 com mais precisão a influência das tarifas FiT e posteriormente de regime geral, nos *cash-flows* de cada país.

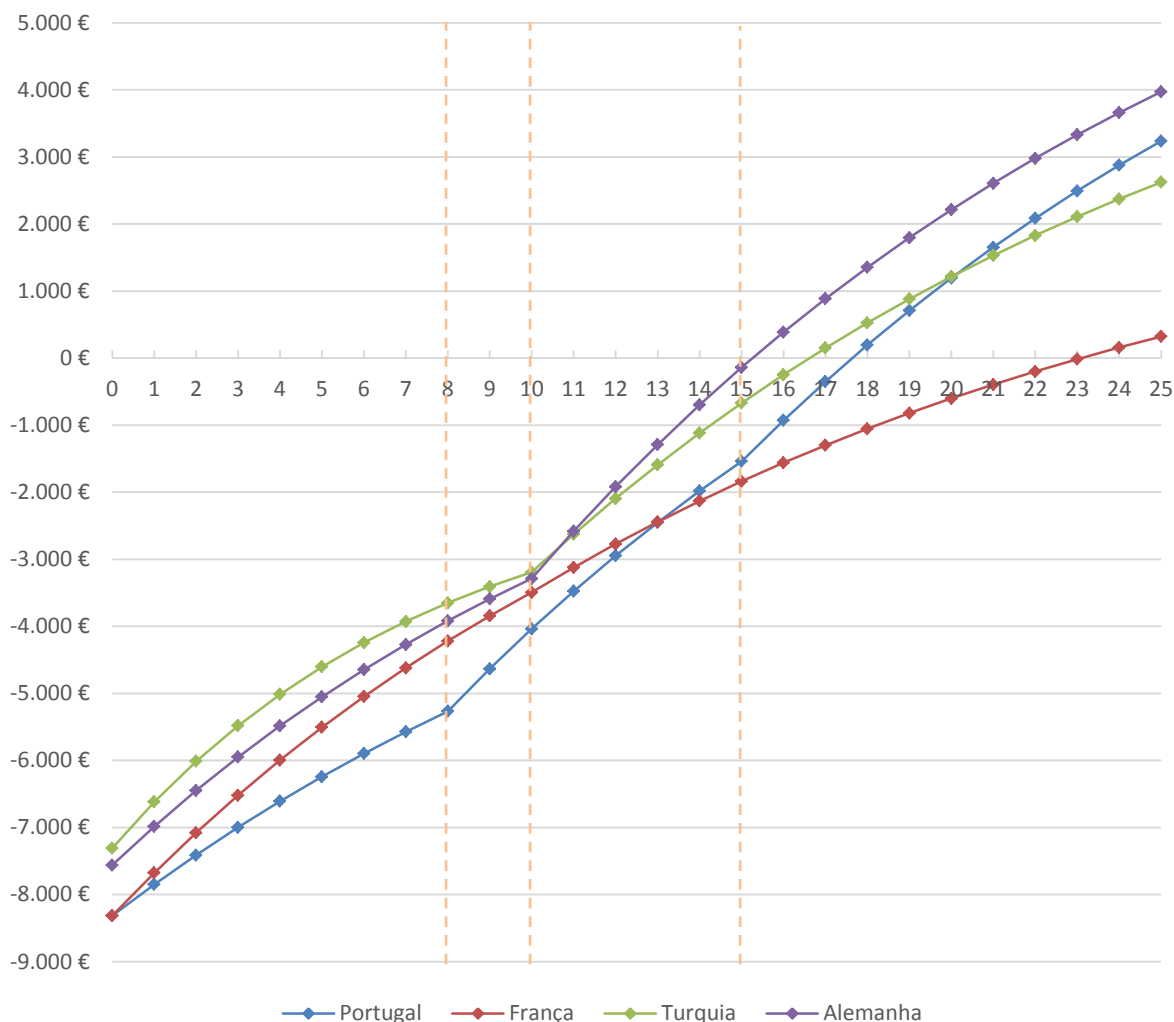


Figura 7.1 – *cash-flows* acumulados – países em estudo

Todos os países possuem um ponto de partida semelhante, com investimentos iniciais muito próximos e evoluções equiparáveis, no entanto, pode-se salientar os 8 anos iniciais de Portugal com um início de investimento muito pouco apelativo. Após esses 8 anos, Portugal tem uma evolução mais favorável com a alteração da tarifa bonificada para o seu segundo valor definido e com uma recuperação interessante para próximo dos restantes países.

Novo patamar situado em torno dos 10 anos, onde na Alemanha, França e Turquia é concretizada a troca entre a tarifa FiT e a de regime geral. No entanto após o 10º ano, a Turquia perde a liderança devido ao valor da sua tarifa de regime geral, ser baixo e é ultrapassada pela Alemanha.

Portugal, apresenta a mudança de patamar em termos de valores acumulados após o 15º ano, ano para o qual termina a obrigatoriedade de vender energia ao preço da tarifa bonificada e pode entrar no mercado de venda livre. Embora França apresente os piores resultados, são explicados alguns dos fatores que a levam a estar referenciada no mercado como um dos países com maior taxa de crescimento previsto para o ano de 2014, entre esses fatores estão incentivos fiscais e produtos financeiros dedicados a este tipo de investimento.

De acordo com o mencionado, está apresentado na figura 7.2, a evolução da mesma produção FV de Portugal, mas aplicando o regime geral ao nível da remuneração. Que tem sido a tendência no presente, pelo menos enquanto se aguarda pela legislação específica para a produção de pequena escala ou residencial em autoconsumo.

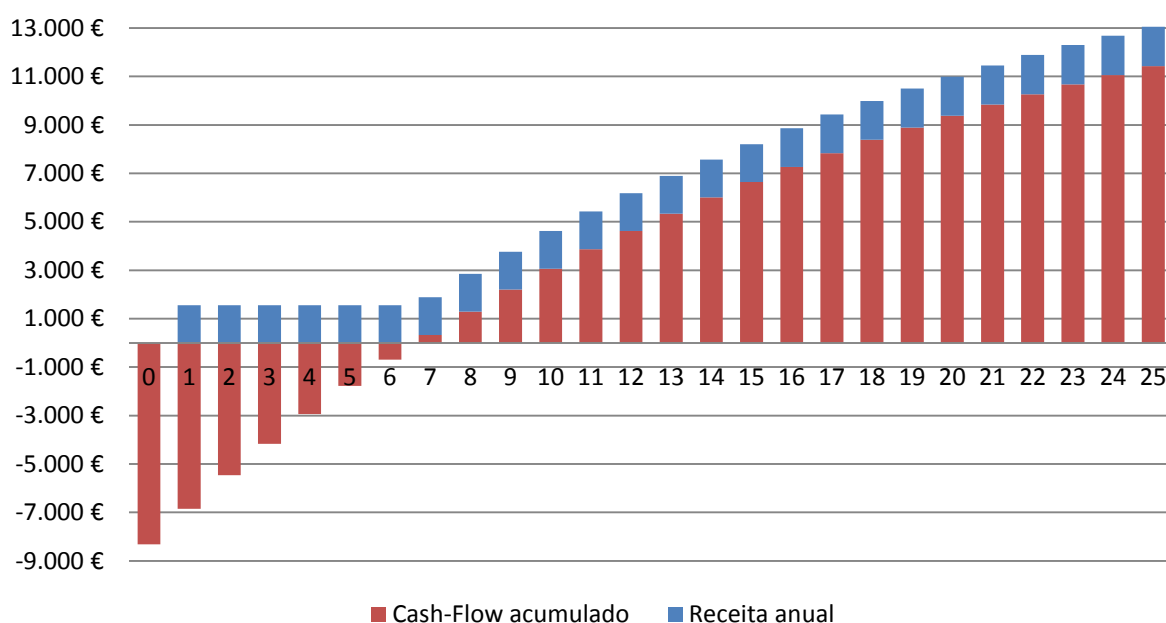


Figura 7.2 – cash-flow acumulado e receita anual (regime geral) – Portugal

Comparando os elementos chave entre os investimentos em Portugal para o regime geral e para o regime bonificado, obtemos a comparação efetuada na tabela 7.2, onde se observa que os valores da tarifa do regime geral são claramente favoráveis ao investimento.

Tabela 7.2– resultados comparação regimes remuneratórios - Portugal

	Bonificado	Geral
Investimento inicial	8316 €	8316 €
TIR	9,00 %	18,52 %
Payback	18 anos	7 anos
VAL 25 anos	3237,14 €	11425,32 €
Tarifas	0,066 e 0,145 €/kWh	0,208 €/kWh

Para cada país em estudo, é mencionado de seguida, um conjunto de constatações mais relevantes:

Portugal:

Com resultados aquém das possibilidades naturais para a produção FV, visto que é o 2º melhor país da seleção dos casos de estudo, em termos de horas de produção equivalentes. Claramente com o sector FV em declínio desde 2013, aquando a estagnação e indecisão do regime de venda de energia a aplicar. Em 2014, instalou-se o pior dos cenários, com tarifas FiT inferiores às tarifas de consumo geral para os 8 anos iniciais de investimento, provocando resultados financeiros pouco interessantes com uma TIR pouco atrativa, embora o VAL a 25 anos seja expressivo, motivado pela troca ao final de 15 anos para o regime remuneratório geral expectável e respetivas tarifas estimadas conforme valor médio do custo de energia em 2013 contemplando a atualização do mesmo através da taxa de inflação.

França

Com a tarifa FiT mais elevada de todos os países analisados, apresenta como benefício extra, uma medida semelhante à retirada em 2013 a Portugal. Isto é, uma taxa de IVA reduzida para produtos relacionados com o investimento em solar FV. Em França, a medida permanece em 2014, sendo outro elemento a apelar ao investimento nas instalações FV, sendo que existe uma redução do IVA em 10 %, onde como acréscimo, todos os lucros e os respetivos proveitos provenientes da produção solar FV, não estão sujeitos a taxamento fiscal.

Turquia

Na aquisição de todos os componentes para a construção da instalação FV, com origem na Turquia, a tarifa FiT poderá sofrer um aumento interessante, impulsionando diretamente os resultados financeiros obtidos durante os 5 anos iniciais do sistema em produção. As horas equivalentes, custo de mão-de-obra e material, assim como, uma tarifa interessante face às condições referidas, fazem da Turquia a referencia a nível de potencial crescimento para

2014. Os resultados do VAL embora previsionais, traduzem o elevado custo de energia quando estimado a longo prazo através da taxa de inflação, quando ao fim de 10 anos se transita de tarifa bonificada para tarifa geral.

Alemanha

Embora possua o menor valor em termos de horas de produção equivalente, a Alemanha, principalmente devido aos investimentos no solar FV através de linhas de crédito ou empréstimos destinados em exclusivo a esse fim, possui os maiores números de potência instalada da Europa e continua com um crescimento expressivo. Grande parte desse crescimento deve-se igualmente ao custo elevado da energia, levando à opção de investimentos em energia solar FV para autoconsumo e consumo sustentável, com sistemas residenciais semelhantes mas com suporte de armazenamento da energia excedente ao consumo próprio da habitação. Ou em alternativa, após os anos de tarifa bonificada, o produtor pode optar por vender ao preço de consumo geral o excedente da energia consumida.

França e Alemanha

Ambos os países possuem linhas de crédito e produtos financeiros dedicados a investimentos na área da produção de energia com fonte solar fotovoltaica, garantindo empréstimos a juros baixos, fazendo com que a produção pague o empréstimo. Resultando numa procura superior aos resultados demonstrados, pois é um investimento que com as ferramentas financeiras dedicadas para o efeito, terá pouco recurso a capitais ou investimentos próprios. A conjugação das ferramentas financeiras, com a natural procura de investimento de pouco risco por parte dos particulares, coloca França e Alemanha no topo da procura do mercado de estudo analisado, sendo Alemanha líder a nível europeu e França encontra-se referenciada para um dos países mais propícios para o crescimento a nível de solar FV instalado no ano de 2014.

Com a exceção da Turquia, devido aos fatores naturais que possui em união com o valor da tarifa FiT, nenhum dos restantes países se torna interessante ao nível do investimento. Os restantes países podem dividir-se em 2 grupos, sendo que ambos esses grupos traçaram o futuro do setor passando pelo autoconsumo, tanto Portugal como Espanha, foram forçados a fazer essa decisão. Ambos os países estão em pós-crise financeira, sendo que Portugal teve mesmo como medida resultante da aplicação do Programa de Assistência Financeira, a redução das tarifas FiT. Enquanto a Alemanha, decidiu-se pelo autoconsumo e net-metering devido a continuar a ser pioneira no setor, e de ambos estes regimes serem desafiantes no que consta à energia excedente da produção e que não é consumida, podendo ser injetada na rede ou armazenada em baterias para consumo fora das horas de produção.

Pode-se concluir, que o regime bonificado e as tarifas FiT estão em declínio, sendo cada vez menos utilizado devido aos resultados financeiros que daí advêm. Dando lugar aos novos regimes emergentes e desafiantes, não só ao nível da complexidade legislativa como ao nível tecnológico, onde o maior desafio será certamente o armazenamento de energia.

7.2 – Desenvolvimentos futuros

Como possíveis desenvolvimentos para trabalhos futuros, apontam-se as seguintes possibilidades, nomeadamente:

- Diferentes regimes remuneratórios ao nível de tarifários aplicados ao mesmo sistema:
 - *Net-metering*;
 - Empréstimos e linhas de crédito (explorar produtos financeiros e investimento próprio).

- Diferenças de produção em função da orientação do sistema solar FV:
 - Sistema fixo (com orientação e inclinação fixa);
 - Sistema com seguidor solar (*tracker*) a 1 eixo;
 - Sistema com seguidor solar (*tracker*) a 2 eixos.

- Estudo com sistema de armazenamento (autoconsumo):
 - Diversas tecnologias de baterias;
 - Diferentes tipos de remuneração aplicada à energia excedente da produção solar FV.

- Estudo de sistemas híbridos:
 - Solar fotovoltaico com suporte em energia eólica.

Referências Bibliográficas

- [1] Becquerel, Alexandre-Edmond. Complete Dictionary of Scientific Biography, 2008. [Online]. Disponível: <http://www.encyclopedia.com/doc/1G2-2830900329.html>
- [2] John Perlin, 2002, “Space to Earth: The Story of Solar Electricity”, Harvard University Press. [Online]. Disponível: http://www.nrel.gov/education/pdfs/educational_resources/high_school/solar_cell_history.pdf [consultado em Janeiro de 2014]
- [3] Google – pesquisa de imagens. [Online]. Disponível:<http://solarsenergyprosandcons.com/solar-energy/solar-energy-panels-how-they-work/>
- [4] EurObserv’ER, Abril 2014, Photovoltaic Barometer to 2013. [Online]. Disponível:http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro-jdp11_en.pdf
- [5] IEA - International Energy Agency, 2013, Trends 2013 in Photovoltaic Applications – Survey Reporto of Selected IEA Countries. [Online]. Disponível:http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&eID=dam_frontend_push&docID=1733
- [6] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2014, Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017. [Online]. Disponível:http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf
- [7] IEA - International Energy Agency, 2011, Trends in Photovoltaic Applications – Survey Reporto of Selected IEA Countries 1992 and 2011. [Online]. Disponível: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&eID=dam_frontend_push&docID=1239
- [8] Solarbuzz - Solar Market Research and Analysis, 2013, APAC – Asia Pacific Major PV Markets Quarterly – Q1 2013. [Online]. Disponível:<http://www.solarbuzz.com/news/recent-findings/pv-demand-asia-pacific-region-reach-135-gw-2013-reports-npd-solarbuzz>

- [9] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2013, Global market outlook for photovoltaics until 2013. [Online].
Disponível:http://ec.europa.eu/economy_finance/events/2009/20091120/epia_en.pdf
- [10] EurObserv'ER, Abril 2014, Photovoltaic Barometer to 2013, página 7, gráfico n.º1. [Online]. Disponível:http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro-jdp11_en.pdf
- [11] Yvonnick Durand /ADEME, 2014, National Survey Report of PV Power Applications in France – 2013, ADEME - Environment and Energy Management Agency.[Online]. Disponível:http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&eID=dam_frontend_push&docID=2107
- [12] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, Jun-2014, Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018 p. 24. [Online]. Disponível:
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
- [13] IEA - International Energy Agency, 2011, Trends in Photovoltaic Applications – Survey Report of Selected IEA Countries 1992 and 2010 (Preliminary statistical data). [Online]. Disponível:http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92&eID=dam_frontend_push&docID=823
- [14] Dr. Lothar Wissing/Projectträger Julich/Forschungszentrum Jüli, 2014/08/27, National Survey Report of PV Power Applications in Germany – 2013. [Online]. Disponível:http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&eID=dam_frontend_push&docID=2097
- [15]EPIA - European Photovoltaic Industry Association, Q3 2014, European PV Support Schemes Overview (Complete Version – Only for Members), pág. 84. EPIA_2014_EU PV Support Schemes
- [16] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, Q3 2014, European PV Support Schemes Overview (Complete Version – Only for Members), pág. 44. EPIA_2014_EU PV Support Schemes
- [17] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, Q3 2014, European PV Support Schemes Overview (Complete Version – Only for Members), pág. 107. EPIA_2014_EU PV Support Schemes

[18] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, Q3 2014, European PV Support Schemes Overview (Complete Version – Only for Members), pág. 48. EPIA_2014_EU PV Support Schemes

[19] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007, Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy, 81, 1295 –1305. [Online]. Disponível:<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

[20] Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua – Renewable Energy Unit, Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport) – European Commission. Comparison of global irradiation in urban areas per country

[21] Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua – Renewable Energy Unit, Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport) – European Commission. Optimum inclination of PV modules to maximize yearly energy yield

[22] Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua – Renewable Energy Unit, Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport) – European Commission. PV output: difference between fixed optimum angle and one-axis tracking system

[23] Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport), European Commission.,PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). [Online]. Disponível:<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm#PT>

[24] Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport), European Commission PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).[Online]. Disponível:<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm#FR>

[25] Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport), European Commission PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).[Online].Disponível:
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm#TR>

[26]Joint Research Centre, IET (Institute for Energy and Transport), European Commission PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).[Online]. Disponível:<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm#DE>

[27] Suntech Power – PV modules, China. [Online]. Disponível:<http://www.suntech-power.com/menu/multicrystalline.html>

[28] SMA Solar Technology AG - Solar Inverters, Germany. [Online].
Disponível:<http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-boy-3000tl-3600tl-4000tl-5000tl-with-reactive-power-control.html>

[29] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2014, European PV Support Schemes Overview (Complete Version – Only for Members). EPIA_2014_EU PV Support Schemes

[30] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2014, European PV Support Schemes Overview (Complete Version – Only for Members). EPIA_2014_Market data & policies

Referências Legislativas

Portugal

- 1) Despacho do DGEG, de 26 de dezembro de 2013 (publicado em 26 de dezembro)
Divulga o valor da tarifa aplicável no ano de 2014 e a quota de potência de ligação a alocar, estabelecendo ainda a programação temporal da referida alocação de potência para a totalidade do ano a que respeita.
- 2) Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro (Republicado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro)
Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.
- 3) Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro
Simplifica o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro.
- 4) Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro
Procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por unidades de miniprodução.
- 5) Decreto Legislativo Regional n.º 16/2008/M
Adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.
- 6) Portaria n.º 201/2008, de 22 de fevereiro (Revogada pela Portaria n.º 1185/2010, de 17 de novembro)
Fixa as taxas a cobrar pelos serviços previstos no n.º 1 do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.

Nos termos desta Portaria o valor da taxa aplicável em 2009 é:

- a) Taxa de registo da instalação de microprodução: €256.30
- b) Taxa de reinspeção: €153.80

Às taxas previstas acresce o IVA à taxa de 13% e 9%, respetivamente, no Continente e nas Regiões Autónomas, para instalações cujas fontes de energia sejam totalmente renováveis, ou à taxa normal, nos restantes casos.

7) Portaria n.º 1185/2010, de 17 de novembro

Fixa as taxas a cobrar pelos serviços previstos no n.º 1 do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.

Nos termos desta Portaria o valor da taxa aplicável em é:

- a) Taxa para registo da unidade de microprodução: € 500;
 - b) Taxa para averbamento de alteração ao registo que não careça de certificado de exploração: € 120;
 - c) Taxa para averbamento de alteração ao registo que careça de certificado de exploração: € 350.
- Às taxas previstas no n.º 1 acresce o IVA à taxa legal.

8) Portaria n.º 1278/2010, de 16 de dezembro

Fixa a tarifa de referência da remuneração dos pré-registos no Sistema de Registo de Microprodução cujos registos sejam aceites e atribuídas as respectivas potências de ligação

9) Portaria n.º 284/2011, de 28 de outubro

Fixa a percentagem de redução anual da tarifa de eletricidade aplicável às unidades de microprodução.

10) Portaria n.º 431/2012, de 31 de dezembro

Estabelece o valor da redução anual da tarifa de referência para a produção de eletricidade a partir de fonte solar com utilização de tecnologia fotovoltaica.

11) Despacho do SEEI de 26 de novembro de 2010

Define os elementos instrutórios do pedido de registo de unidades de microprodução necessários para enquadrar as alterações introduzidas pela nova legislação e a marcha do procedimento, bem como o processo de transição aplicável aos pré-registos existentes, nos termos do Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro.

12) Despacho do DGEG, de 30 de dezembro de 2010

Divulga o valor da tarifa aplicável no ano de 2011 e a quota de potência de ligação a alocar nesse ano incluindo eventuais saldos de potência resultantes de anos anteriores, estabelecendo

ainda a programação temporal da referida alocação de potência para a totalidade do ano a que respeita.

13) Despacho do DGEG, de 5 de setembro

Prevê a realização de novas sessões mensais até ao esgotamento da quota de 2011, ou o mais tardar até outubro próximo, sem prejuízo do previsto no ponto 1 do Despacho DGEG, de 30 de dezembro de 2010.

14) Despacho do DGEG, de 26 de dezembro de 2011 (publicado em 28 de dezembro)

Divulga o valor da tarifa aplicável no ano de 2012 e a quota de potência de ligação a alocar, estabelecendo ainda a programação temporal da referida alocação de potência para a totalidade do ano a que respeita.

15) Despacho do DGEG, de 27 de março de 2012 (publicado em 29 de março)

Redefine a quota de potência de ligação a alocar em 2012, estabelecendo ainda a programação temporal da referida alocação.

16) Despacho do DGEG, de 2 de janeiro de 2013

Divulga o valor da tarifa aplicável no ano de 2013 e a quota de potência de ligação a alocar nesse ano, estabelecendo ainda a programação temporal da referida alocação de potência para a totalidade do ano a que respeita.

17) Despacho do DGEG, de 9 de agosto de 2013 (publicado em 12 de agosto)

Estabelece a realização de novas sessões mensais com vista a preencher a quota de 2013.

18) Comunicado do DGEG, de 4 de abril de 2012 (publicado em 5 de abril)

No âmbito da atividade de microprodução de eletricidade, as inscrições já concluídas, em processo de apreciação para aceitação e aguardando pagamento, nesta data, envolvem no seu conjunto potências de ligação que superam o saldo remanescente de 7,5 MW, cujo preenchimento esgotará a quota de 12,5 MW estabelecida para o corrente ano de 2012.

França

Em França, está atualmente em vigor o Decreto de 04 de março de 2011, que estabelece as condições de compra da eletricidade produzida por centrais que utilizem a energia radiativa do sol, tal como referido no ponto 3 do artigo 2 ° do Decreto n ° 2000-1196 de 06 de dezembro de 2000. A Versão consolidada conforme tarifas FiT em vigor atualmente, é a de dia 9 de maio de 2014 (NOR: DEVR1106450A).

Alemanha

A Renewable Energy Sources Act, ou mais comumente conhecida por EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) é a lei que promove a geração de eletricidade usando fontes de energia renováveis na Alemanha.

A última alteração à EEG, foi a EEG 2014 e que está em vigor desde de 01 de agosto de 2014.

Turquia

Na Turquia, a Lei YEK (Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının) diferencia o valor das tarifas FiT para as produções de energia através de fonte renovável, em função da tecnologia de produção, assim como se os componentes da produção foram ou não produzidos na Turquia.