

# POSITION PAPER

#3/25

Notas sobre a Remuneração  
da Produção com Fontes Renováveis

**JOÃO DE JESUS FERREIRA**

OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA, INOVAÇÃO E ENERGIA DA SEDES

### **Objetivo e Responsabilidade:**

Os Position Papers da SEDES destinam-se a apresentar uma opinião fundamentada sobre um tema de desenvolvimento económico e social, em termos consentâneos com os objetivos estatutários da Associação. Os Position Papers assumem igualmente a natureza de *working papers*, isto é, não devem ser considerados produção científica acabada, mas sim textos em progresso suscetíveis de aprofundamento. A autoria pode ser coletiva ou individual, podendo parte ou a totalidade do documento ser usado em outras publicações.

Embora sujeitos a critérios editoriais, que designadamente validam a consonância do documento com os fins dos Position Papers da SEDES, a posição expressa é da exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

# Notas sobre a Remuneração da Produção com Fontes Renováveis

JOÃO DE JESUS FERREIRA<sup>1</sup>

## Sumário Executivo

Esta transição energética é, sem se perceber muito bem porquê, um dos maiores desafios do século XXI, particularmente no contexto europeu, onde as políticas públicas têm incentivado fortemente a geração de energia a partir de fontes renováveis intermitentes<sup>2</sup>, conduzindo a economia europeia para um abismo incerto.

Em Portugal (a reboque Comissão Europeia), este processo tem sido conduzido sobretudo através da implementação de regimes de tarifa garantida (**Feed-in Tariffs** - FIT<sup>3</sup>), promovendo e favorecendo os investimentos massivos no sector das energias renováveis, nomeadamente em potências eólicas e fotovoltaicas, que, como referido, além de intermitentes são pouco previsíveis<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> **Engenheiro Conselheiro** - [MSc. Eng.º (IST)]. O autor escreve, por opção pessoal, de acordo com a antiga ortografia. Este documento contou com a colaboração do Eng.º **Luis Mira Amaral** e do Prof. **Clemente Pedro Nunes**.

<sup>2</sup> **Intermitência:** Depende das condições meteorológicas e da localização. Em certas zonas, a intensidade do vento pode ser muito baixa ou nula por longos períodos. A produção de energia fotovoltaica está limitada à luz solar, com variações ao longo do dia e ao longo das estações do ano. A eficiência dos sistemas diminui em dias nublados ou chuvosos. A utilização das renováveis é da ordem dos 25% do tempo.

<sup>3</sup> **FIT** (Feed-in Tariff - Tarifa Feed-in): Um modelo de política pública utilizado para incentivar a geração de energia renovável. Neste sistema, os produtores de energia renovável recebem uma tarifa fixa, estabelecida pelo governo, para cada unidade de energia gerada e injectada na rede eléctrica. Em Portugal, o sistema FIT foi amplamente utilizado para promover a produção de energia eólica e solar, mas gerou críticas devido aos elevados custos para os consumidores e ao facto de não ter sido ajustado à redução dos custos tecnológicos.

<sup>4</sup> **Previsibilidade:** A previsão de vento a curto prazo (por exemplo, para as próximas horas) pode ser razoavelmente precisa, mas a previsão a médio e longo prazo é mais difícil devido à natureza imprevisível do clima. A produção fotovoltaica pode ser prevista com razoável precisão com base em previsões meteorológicas a curto e médio prazo. No entanto, a presença de nuvens, poeira ou outras condições atmosféricas pode afectar fortemente essa previsibilidade.

Este modelo de remuneração, adoptado em Portugal, revelou-se economicamente insustentável, transferindo custos excessivos para os consumidores e favorecendo um pequeno número de operadores privados.

O documento analisa a evolução dos regimes de remuneração das energias renováveis, desde a primeira liberalização do sector eléctrico nos anos 80 até à implementação dos contratos FIT, e a subsequente transição para modelos de mercado, incluindo leilões e Contratos por Diferenças (CfD<sup>5</sup>). Destacam-se os impactos negativos da política de FIT, incluindo:

- **Tarifas acima dos custos reais:** Os contratos de tarifa garantida asseguraram remuneração fixa elevada aos produtores, mesmo após a queda dos custos tecnológicos, resultando em margens de lucro excessivas e um custo elevado para os consumidores.
- **Impacto financeiro nos consumidores:** As FIT geraram sobrecustos significativos, representando encargos adicionais na factura eléctrica, com valores mensais adicionais entre 10 a 15 euros por consumidor.
- **Falta de ajustamento e transparência:** O prolongamento dos contratos e a eventual renovação de subsídios disfarçados através dos CfD beneficiaram produtores estabelecidos sem um mecanismo de revisão dinâmico que reflecta a realidade do mercado.
- **Concentração de riqueza:** O modelo favoreceu grandes empresas do sector, impedindo uma maior democratização da energia.
- **Instabilidade do sistema eléctrico:** A penetração massiva de energia intermitente sem um planeamento adequado aumenta a necessidade de backups (seja pela importação ou por centros electroprodutores endógenos) convencionais, elevando os custos sistémicos.

Perante estes estímulos, o documento propõe uma revisão do modelo de financiamento da transição energética, com as seguintes recomendações:

- **Cessar subsídios excessivos:** Eliminar progressivamente as tarifas garantidas e garantir que os produtores assumam os riscos do mercado, evitando distorções económicas.
- **Leilões competitivos e transparentes:** Reformular os leilões de energia para garantir maior eficiência, com contratos de duração limitada e revisão periódica dos preços.
- **Revisão dos Contratos por Diferenças (CfD):** Estabelecer critérios mais rigorosos para a definição do preço de referência, evitando que se tornem

---

<sup>5</sup> **CfD** (Contrato por Diferença): Um mecanismo de pagamento utilizado no mercado de energia, que visa reduzir a volatilidade dos preços para os produtores e consumidores. No sistema de CfD, um preço fixo (preço de referência ou "strike price") é acordado para a energia renovável, e, se o preço de mercado estiver abaixo desse valor, o sistema paga a diferença ao produtor. Caso o preço de mercado seja superior ao preço acordado, o produtor deve devolver a diferença. Esse modelo garante previsibilidade para os produtores de energia renovável, enquanto protege os consumidores de tarifas excessivas, reflectindo os custos reais de produção.

uma nova forma de subsídio encapotado.

- **Incentivo à participação de pequenos produtores:** Criar mecanismos de apoio para cooperativas e unidades de pequena produção, permitindo uma maior democratização do sector.
- **Incentivo à instalação de unidades de produção para autoconsumo e comunidades de energia renovável:** Criar as melhores condições administrativas e técnicas para a promoção de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Comunidades de Energia Renovável (CER).
- **Diversificação da matriz energética:** Reequilibrar a produção eléctrica, incluindo fontes mais previsíveis e sistemas de armazenamento de energia, garantindo maior estabilidade ao sistema.
- **Reforço da fiscalização e transparência:** Implementar um órgão independente para supervisionar contratos e tarifas, prevenindo abusos e garantindo um mercado de energia justo e eficiente.
- **Evitar novos leilões para energia eólica offshore:** Considerando que Portugal já possui capacidade instalada excedente e que novos investimentos em energia eólica offshore implicam custos avultados, a realização de novos leilões deve ser repensada. A elevada complexidade e os investimentos necessários para instalação e manutenção destas infra-estruturas resultarão em tarifas mais elevadas para os consumidores, agravando o preço final da electricidade. Assim, é essencial garantir que qualquer expansão da capacidade instalada seja justificada por uma necessidade real e não apenas por incentivos económicos a grandes operadores privados.

Em suma, o futuro das energias renováveis em Portugal deve passar por um modelo mais equilibrado, que proteja os consumidores, promova a competitividade da economia nacional e garanta a sustentabilidade financeira e ambiental do sistema energético.

## 1. Introdução

Esta transição energética, forçada, é um dos maiores desafios do século XXI, imposto pelos políticos europeus, com o pretexto da eventual necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Em Portugal, a produção de energia a partir de fontes renováveis, (especialmente as intermitentes), como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, tem sido promovida por meio de políticas públicas. No entanto, o caminho trilhado até aqui, em grande parte baseado em contratos de **tarifa garantida (Feed-in Tariffs - FIT)**, levanta questões sobre a equidade, a eficiência e a sustentabilidade financeira dos modelos de financiamento adoptados.

Os regimes FIT, implementados no início da década de 2000, asseguraram aos produtores de energia renovável uma remuneração fixa durante um período determinado, promovendo investimentos massivos no sector. Além disso, as FIT transferem para os consumidores os custos das centrais de backup necessárias para evitar os *apagões*<sup>6</sup> provocados pelas potências intermitentes.

Note-se que, à medida que as tecnologias renováveis evoluíram e os custos de produção caíram substancialmente, os contratos de FIT não foram ajustados adequadamente, resultando em valores de compensação significativamente superiores ao custo real de produção, com essas tecnologias mais recentes, o que gerou um encargo considerável para os consumidores e para o sistema eléctrico nacional. A crítica central que emerge deste modelo é que, enquanto a transição energética avançava, a **riqueza foi concentrada em um pequeno número de operadores privados**, que beneficiaram de contratos extremamente favoráveis, frequentemente à custa do contribuinte e do consumidor final.

Este documento pretende apresentar algumas notas sobre os mecanismos de financiamento da transição energética em Portugal, com foco nos **regimes FIT**, na sua evolução e no impacto gerado pelos valores de remuneração acordados. Discute-se, também, como a adopção de alternativas mais competitivas, como os **leilões de energia**<sup>7</sup> e **contratos por diferenças (CfD)**, pode representar um caminho mais justo e mais eficiente para a transição energética, com menor sobrecarga para os consumidores.

---

<sup>6</sup> **Apagões (blackout)** refere-se a uma interrupção total ou parcial do fornecimento de electricidade e podem ser causados por uma série de factores, incluindo problemas nas fontes de geração, falhas na rede de transmissão, condições climáticas extremas e a sobrecarga da rede. Quando se utiliza uma combinação de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e fotovoltaica, é essencial garantir uma infra-estrutura de backup eficiente, como armazenamento de energia e redes inteligentes, para evitar apagões e assegurar a continuidade do fornecimento eléctrico.

<sup>7</sup> **Leilões de Energia:** Processo competitivo utilizado pelos governos para atribuir a capacidade de produção de energia a preços de mercado. Os projectos que oferecem o preço mais baixo para a venda de energia são seleccionados. Esse sistema visa garantir uma alocação mais eficiente e competitiva da capacidade de produção de energia renovável, reduzindo os custos para os consumidores. Em Portugal, os leilões de energia renovável têm sido uma alternativa ao regime de tarifas garantidas, permitindo que os preços de energia renovável se ajustem às condições do mercado.

## **2. Enquadramento Histórico da Produção Independente de Energia Eléctrica em Portugal**

A produção independente de energia eléctrica em Portugal passou por diversas fases de liberalização e reformulação dos modelos de remuneração, reflectindo as mudanças tecnológicas, económicas e regulatórias do sector eléctrico. Desde o final dos anos 80, a introdução de mecanismos de contratação e apoio ao investimento foi moldada por sucessivos diplomas legais, estabelecendo diferentes regimes para a produção de energia, tanto no mercado regulado como no liberalizado.

### **A. Primeira Liberalização – DL 189/88: Valorização pelo Custo de Substituição**

O Decreto-Lei n.º 189/88, assinado pelo ministro da tutela **Luis Mira Amaral**, marcou o primeiro passo na liberalização da produção de electricidade em Portugal, incentivando a produção descentralizada, especialmente para pequenas instalações (até 10 MVA). O objectivo central era promover a cogeração, as mini-hídricas e as centrais de valorização de resíduos urbanos, garantindo que a electricidade produzida fosse adquirida ao preço da energia que iria substituir (metodologia dos custos de substituição).

Este modelo permitia incluir nos custos da electricidade adquirida os encargos de rede e os custos médios fixos e variáveis da produção convencional do incumbente.

Esta medida impulsionou a geração descentralizada e forneceu um modelo de remuneração estável, mas o crescimento dessa produção independente ainda era limitado, dado que o modelo eléctrico português permanecia fortemente centralizado e dominado pelo operador público.

### **B. Segunda Liberalização – DL 99/91: A Introdução dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE)**

Com o Decreto-Lei n.º 99/91, assinado pelo ministro da tutela **Luis Mira Amaral**, Portugal deu um passo mais significativo rumo à liberalização, criando o **Sistema Eléctrico de Serviço Público** baseado nos **Contratos de Aquisição de Energia (CAE)** – conhecidos internacionalmente como **Power Purchase Agreements (PPA)**. Esses contratos eram celebrados para toda a vida útil dos projectos, garantindo remuneração fixa e previsível aos investidores.

Este modelo, que foi concebido para atrair investimentos privados para o sector eléctrico, permitiu a concretização de grandes investimentos na geração eléctrica, incluindo a entrada em operação da **Central do Pego**, assim como o lançamento da primeira central de ciclo combinado a gás natural em Portugal. Além disso, a estrutura dos CAE foi posteriormente utilizada para enquadrar os custos fixos e variáveis da produção convencional da **EDP**, servindo de base para a sua privatização em 1997.

Os CAE garantiram uma estrutura estável para a produção de energia convencional, mas acabaram por criar desafios financeiros no contexto da liberalização europeia do sector eléctrico, levando à sua substituição parcial por mecanismos de compensação.

### **C. Promoção da Produção em Regime Especial (PRE) – DL 339-C/2001**

O **Decreto-Lei n.º 339-C/2001**, assinado pelo ministro da tutela **Luis Braga da Cruz**, representou uma mudança substancial no modelo de remuneração da produção renovável, abandonando a metodologia de "custo de substituição" vigente desde 1988.

Em seu lugar, foi introduzido um modelo de **valorização por tecnologia**, onde diferentes tecnologias passaram a receber tarifas diferenciadas de acordo com um factor de ajuste – o chamado **factor Z**.

Este sistema permitiu uma rápida expansão da **produção em regime especial (PRE)**, com as designadas FIT, abrangendo tecnologias como a cogeração, as mini-hídricas e a energia eólica. Em 2001, a PRE representava apenas **6,4% da energia do Sistema Eléctrico Nacional**, com a maior contribuição advinda da cogeração e das centrais hídricas de pequena escala. A energia eólica, que posteriormente se tornaria predominante, representava apenas **237,6 GWh** na altura.

A implementação do factor Z levou à fixação de tarifas administradas extremamente elevadas (FIT) para certas tecnologias. Em **2006**, por exemplo, a tarifa para centrais fotovoltaicas atingiu **379,7€/MWh**, enquanto a energia eólica foi fixada em **92€/MWh**, valores muito superiores ao preço médio do mercado regulado, que naquele ano era de apenas **65,9€/MWh**.

### **D. Lançamento do MIBEL e o Problema dos "Stranded Costs" –DL 240/2004**

Com a integração de Portugal e Espanha no **Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)**, o modelo de remuneração da produção eléctrica sofreu novas alterações. O MIBEL, sendo um mercado marginalista de liquidação diária,

revelou distorções nos contratos de aquisição de energia da produção convencional e nos subsídios à produção renovável.

Para a **Produção em Regime Ordinário (PRO)**, o novo modelo revelou que a maioria das centrais convencionais, especialmente as operadas sob CAE, apresentava um **défice de recuperação dos custos fixos** quando sujeitas ao mercado livre. A evolução das centrais de ciclo combinado a gás natural e a maior penetração das renováveis agravaram este problema.

Para mitigar os chamados "**stranded costs**" (custos irrecuperáveis dos investimentos feitos sob regras anteriores), foram introduzidos em Portugal os **Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)** pelo **Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro**, assinado pelo ministro da tutela Álvaro Barreto, para as centrais que tinham CAE e que passariam a estar em mercado. Os CMEC pretendiam assegurar a neutralidade financeira nessa passagem, atribuindo às centrais uma compensação financeira que seria a diferença entre o que recebiam através dos CAE e o que vinham agora a receber em mercado.

Estes contratos surgiram como um mecanismo de compensação para as produtoras de electricidade que tinham CAE, em particular para a **EDP (Energias de Portugal)**, na sequência da liberalização do mercado eléctrico, pois que as centrais da Tapada do Outeiro e do Pego não aceitaram a transição para o mercado, mantendo os respectivos CAE.

O **Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho**, assinado pelo ministro da tutela Manuel Pinho, veio **ajustar e clarificar o regime dos Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)** estabelecido inicialmente pelo referido **Decreto-Lei n.º 240/2004**. O objectivo principal deste diploma foi **introduzir a revisão** das compensações atribuídas às empresas produtoras de electricidade, sobretudo à **EDP**.

Com a entrada maciça das energias eólica e solar, as centrais convencionais da PRO (Produção em Regime Ordinário) passaram a trabalhar cada vez menos horas, assumindo cada vez mais importância os seus custos fixos pagos pelos CAE e CMEC, em vez dos custos de produção de energia.

No entanto, a **Produção em Regime Especial (PRE)** permaneceu praticamente isenta de risco de mercado, mantendo contratos de tarifa garantida administrativamente definidos.

## **E. Primeiros Concursos para Energias Renováveis**

Ao longo dos anos 2000, Portugal iniciou um **processo de atribuição de capacidade renovável através de concursos públicos**. Em **2006**, foi lançado

um **concurso para potências eólicas**, visando a criação de um cluster industrial associado ao sector, o que permitiu alguma redução dos preços pagos aos produtores.

Posteriormente, em **2008**, foram promovidos concursos para o **Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico**, onde os vencedores foram seleccionados com base no valor que ofereciam pelo direito de exploração – montantes que, no entanto, não foram utilizados para reduzir a tarifa ao consumidor final.

O auge do custo da PRE ocorreu em **2012**, reflectindo erros estratégicos da política energética:

- **Apostou-se em renováveis numa fase de custo elevado**, financiando tecnologia importada ainda pouco madura.
- **Não houve coordenação entre as novas expansões e a produção já contratada** via CAEs e CMECs, sobrecarregando o sistema eléctrico com subsídios excessivos.

## **F. Regresso à Valia por Substituição e ao Mercado Livre**

Com a drástica **redução dos custos das tecnologias renováveis**, os regimes de tarifa garantida tornaram-se obsoletos. Os leilões recentes de **fotovoltaicas** já reflectem esta mudança, utilizando um modelo de **prémio variável por diferenças (CfD)**, ou permitindo a remuneração directa pelo mercado.

Atualmente, o Estado tem optado por leilões de capacidade, em que os produtores competem entre si para oferecer a menor remuneração possível. No entanto, permanece a necessidade de reforçar a transparência e evitar a criação de novos subsídios disfarçados.

A história da produção independente de electricidade em Portugal é marcada por sucessivas reformas nos modelos de remuneração. Se, no início, a intervenção do Estado foi essencial para viabilizar investimentos, a manutenção prolongada de subsídios e tarifas excessivas revelou-se um erro dispendioso para os consumidores e para a economia. O futuro passa pela eliminação de distorções de mercado, assegurando que **o risco dos investimentos é assumido pelos próprios promotores e não transferido para os contribuintes ou consumidores.**

### 3. Produções Renováveis com FIT

#### Parques Eólicos

Em Portugal, a energia eólica tem desempenhado um papel significativo na produção de electricidade, com uma potência instalada de aproximadamente 5,3 GW, distribuída por cerca de 250 empreendimentos eólicos, apesar do seu regime aleatório e intermitente.

A produção de energia eólica tem beneficiado de regimes de **tarifa garantida**<sup>8</sup>, também conhecidos como "**feed-in tariffs**" (**FIT**), que asseguram o acesso ao mercado (Rede Pública), independentemente do consumo que se verifique em cada momento, além de garantirem uma remuneração fixa por um período determinado. Estes contratos foram estabelecidos, geralmente, por **15 anos** ou até à produção acumulada de 33 GWh por MW instalado, conforme o que ocorresse primeiro.

Os valores de remuneração do **MWh** nos contratos de tarifa garantida (feed-in tariffs - FIT) para a energia eólica em Portugal foram estabelecidos com base em regimes que incentivaram, generosamente e excessivamente, o desenvolvimento inicial deste sector.

Estes valores variaram ao longo do tempo e dependeram do período em que os contratos foram assinados, bem como do regime regulatório em vigor.

#### Valores Típicos de Remuneração do MWh

- a. **Regime inicial (até 2005)**
  - **Valor médio:** Cerca de **75€/MWh**.
  - Este regime era considerado competitivo para a época, incentivando os primeiros investimentos em energia eólica.
- b. **Regime pós-2005 (até 2012)**
  - **Valor médio:** Aproximadamente **90 a 100€/MWh**.

O aumento reflectia a necessidade de atrair mais investidores e alinhar com os custos tecnológicos e de instalação

- c. **Regime mais recente (pós-2012)**

---

<sup>8</sup> **Regime de Tarifa Garantida:** Um sistema que assegura um pagamento fixo e determinado para os produtores de energia renovável durante um período específico, independentemente das flutuações do mercado de energia. Esse tipo de regime foi criado para incentivar os investimentos em fontes renováveis em suas fases iniciais, proporcionando segurança financeira para os investidores. Em Portugal, o regime de tarifa garantida foi utilizado principalmente para energia eólica e solar fotovoltaica.

- Em novos contratos, os valores das FIT começaram a reduzir progressivamente, reflectindo a maturidade do sector e a queda dos custos das tecnologias eólicas.

Considerando que houve parques eólicos que foram instalados em Portugal entre 2005 e 2010, seria natural que alguns dos contratos de FIT viessem a terminar.

Todavia, há que ter em atenção que o Decreto-Lei nº 35/2013, adiante analisado com detalhe, prolongou por mais 5 a 7 anos o período de remuneração garantida, e “de acesso permanente ao mercado”, de grande parte destes parques eólicos, o que leva a que este regime perdure para além de 2030.

Além disso, o governo português tem promovido leilões para a atribuição de capacidade de produção renovável, incluindo a energia eólica offshore. Por exemplo, está previsto o lançamento do primeiro leilão de energia eólica offshore em 2025, com o objectivo de atribuir 2 GW de capacidade até 2030.

Os contratos resultantes destes leilões geralmente têm uma duração de 15 a 20 anos, dependendo das condições específicas estabelecidas em cada procedimento. Portanto, para os leilões a serem realizados em 2025, os contratos poderão estar em vigor até 2040 ou 2045.

Alguns projectos de energias renováveis (parques eólicos) solicitaram a extensão dos seus contratos de tarifas feed-in (FIT) com o objectivo de aumentar a capacidade instalada. No entanto, informações específicas sobre o número de projectos, a potência adicional instalada, os valores de remuneração acordados e a duração das extensões dos contratos não estão amplamente disponíveis em fontes públicas.

A potência instalada em Portugal de produção eólica, resultante de leilões, está em crescimento, especialmente com a loucura da futura inclusão de projectos offshore. Os contratos associados a estes projectos terão, em geral, uma duração de 15 a 20 anos, estando em vigor até meados da década de 2040.

É importante notar que, com o fim dos contratos de FIT, as receitas dos produtores podem tornar-se mais voláteis, uma vez que estarão expostos às flutuações do mercado. Com o término dos contratos de tarifas garantidas, muitos produtores eólicos terão de passar a operar no mercado livre de electricidade ou através de contratos bilaterais de compra de energia (PPAs<sup>9</sup>).

---

<sup>9</sup> **PPA** (Power Purchase Agreement - Contrato de Compra de Energia): Um acordo de longo prazo entre um produtor de energia e um comprador para a compra de energia a um preço previamente acordado. Os PPAs são uma ferramenta importante para garantir a viabilidade financeira de projectos de energias renováveis, pois oferecem estabilidade e previsibilidade para os investidores, permitindo que eles financiem seus projectos com segurança. Esse tipo de contrato pode ser utilizado no mercado livre ou em modelos de financiamento alternativo.

## Centrais Fotovoltaicas

Em Portugal, a energia solar fotovoltaica beneficiou de regimes de tarifas garantidas, conhecidos como "feed-in tariffs" (FIT), que asseguravam uma remuneração fixa por períodos determinados. De acordo com o Decreto-Lei n.º 5/2011, de 10 de Janeiro, as centrais solares fotovoltaicas tinham direito a uma tarifa média indicativa de **257€/MWh**, com um coeficiente **Z** de **27,2**, aplicável até uma produção acumulada de 34 GWh por MW instalado ou **por um período máximo de 20 anos**, conforme o que ocorresse primeiro.

Assim, uma tarifa de **257€/MWh** poderá ser valorizada para **327€/MWh**. Estes valores extremamente elevados reflectem a imaturidade das tecnologias então escolhidas, em contraste com valores entre 20 e 30€/MWh dos leilões mais recentes

Considerando que muitas destas instalações foram implementadas entre 2010 e 2012, é provável que os contratos de FIT associados venham a ter o seu término entre 2030 e 2032.

Em Portugal, além dos regimes de tarifa garantida para grandes instalações fotovoltaicas, existem também mecanismos destinados a unidades de pequena produção (UPP<sup>10</sup>). Estas UPPs, com capacidade máxima instalada até 1 MW, podem beneficiar de um regime de remuneração garantida, conforme estabelecido pela Portaria n.º 80/2020, de 25 de Março. Esta portaria fixa uma quota anual de potência a alocar aos registos de UPP em 20 MW, bem como a tarifa de referência e respectivo prazo de duração aplicáveis aos produtores de electricidade a partir de fontes de energia renováveis.

Os contratos de remuneração garantida para estas UPPs têm uma duração específica, geralmente de 15 a 20 anos, dependendo das condições estabelecidas no momento da sua celebração. Considerando que este regime foi regulamentado em 2020, os contratos associados estarão em vigor até, pelo menos, 2035 a 2040.

A potência instalada em UPPs fotovoltaicas era, em 2020, de aproximadamente 170 MW, com uma remuneração média entre 90 e 95€/MWh.

As tarifas feed-in foram implementadas com a falsa justificação “de incentivar a produção de energia a partir de fontes renováveis”, garantindo preços fixos e muito atractivos para os produtores. Contudo, estas tarifas têm sido alvo de

---

<sup>10</sup> Uma **UPP** é uma **Unidade de Pequena Produção**, um conceito regulamentado em Portugal para pequenas instalações de produção de energia eléctrica, a partir de fontes renováveis, como solar fotovoltaica, eólica ou hídrica. Estas unidades são destinadas a autoconsumo e, eventualmente, ao fornecimento de excedentes à rede eléctrica.

críticas devido aos custos adicionais impostos aos consumidores e ao sistema eléctrico nacional.

Estimativas sugerem que cada consumidor suporta mensalmente um encargo significativo relacionado com estas tarifas, contribuindo para os lucros substanciais das empresas de energia. Para os consumidores domésticos, este valor pode ultrapassar os **10 a 15 euros por mês**, dependendo do perfil de consumo.

É importante notar que, com o término previsto dos contratos de tarifa garantida, os produtores de energia fotovoltaica devem depois disso adaptar-se às novas condições de mercado para manter a viabilidade económica dos seus projectos. A celebração de PPAs de longo prazo tem sido uma estratégia adoptada por alguns produtores para mitigar a volatilidade dos preços no mercado livre. A transição para o mercado livre implica uma maior exposição às flutuações dos preços da electricidade, o que pode afectar a previsibilidade das receitas dos produtores.

## 4. Leilões de Energia e Contratos por Diferenças (CfD)

### Leilões de Energia em Portugal

Os leilões de energia em Portugal são mecanismos competitivos utilizados pelo Governo para adjudicar contratos de fornecimento de electricidade a partir de fontes renováveis, nomeadamente solar fotovoltaica, eólica e, mais recentemente, hidrogénio verde e armazenamento. Estes leilões têm como principal objectivo garantir que a energia renovável seja integrada no sistema eléctrico nacional ao menor custo possível, assegurando preços competitivos para os consumidores e um retorno adequado para os investidores.

### Funcionamento dos Leilões de Energia

Os leilões de energia seguem um modelo de concorrência onde os promotores de projectos renováveis apresentam propostas de preço para vender a electricidade, numa lógica de menor oferta possível. O Governo define antecipadamente as condições do leilão, incluindo:

- A capacidade total de potência disponível para adjudicação.
- O tipo de tecnologia abrangida (ex.: solar, eólica, armazenamento).
- As regras de participação e os critérios de selecção dos vencedores.

Os leilões podem adoptar diferentes modelos de remuneração, sendo os mais comuns:

- **Contrato por Diferença (CfD)** – O produtor de energia recebe um valor fixo por MWh durante um período determinado. Se o preço do mercado for inferior ao valor acordado, o sistema paga a diferença ao produtor; se for superior, o produtor devolve a diferença ao sistema.

Há, tal como nas FITs, um valor fixo acordado durante um certo período (*strike price*<sup>11</sup>).

Mas enquanto nas FITs, o valor fixo acordado é sempre aquele que o produtor recebe, independentemente dos preços de mercado, nos CfDs o produtor de energia recebe directamente o valor correspondente ao preço de mercado. Depois, se o preço do mercado for inferior ao valor acordado

---

<sup>11</sup> **Strike price** (ou *preço de exercício*, em português técnico-financeiro) é o **valor de referência fixado num contrato por diferenças (CfD)**, a partir do qual se calcula a compensação entre o produtor de energia e o sistema eléctrico. Quando o preço de mercado está abaixo do *strike price*, o sistema paga ao produtor a diferença; quando está acima, o produtor devolve a diferença ao sistema.

(strike price), o sistema paga a diferença ao produtor; se for superior, o produtor devolve a diferença ao sistema.

Assim, desde que o preço fixado das FITs seja igual ao preço acordado dos CfDs, em termos económicos, o produtor acaba por receber exactamente o mesmo que no regime das FITs, a diferença é apenas e momentaneamente nos fluxos de caixa/tesouraria pois enquanto nas FITs o produtor recebe sempre o valor acordado, nos CfDs recebe imediatamente o valor de mercado e depois o sistema fará com o produtor a devida compensação.

Outra diferença estará no facto de que se o preço de mercado for negativo, o produtor não receberá o valor acordado, ficando sujeito ao preço de mercado negativo. Também nos CfDs, será obrigatório um leilão entre os vários promotores interessados para fixar as condições e o *strike price*, mas tal também já era possível fazer sob o regime das FITs.

Por tudo isto, se pode dizer que os CfDs são uma evolução das FITs, na medida em que continuam a garantir um preço garantido aos promotores, protegendo-os, tal como nas FITs, dos riscos de mercado e dos seus correspondentes preços. Poderíamos chamar então aos CfDs FITs de segunda geração!

- **Pagamento ao Sistema Eléctrico** – Alguns leilões incluem a obrigação de os promotores pagarem ao sistema eléctrico pelo direito de instalar e operar a central renovável. Esse modelo beneficia directamente o sistema eléctrico e os consumidores.
- **Remuneração por Mercado** – Os produtores recebem a remuneração directamente do mercado eléctrico, assumindo o risco das oscilações de preços.

### **Contratos por Diferença (CfD) de Energia em Portugal**

Os **Contratos por Diferença (CfD – Contracts for Difference)** são, como explicado antes, um mecanismo de remuneração adoptado em Portugal e noutros países europeus para garantir a viabilidade dos investimentos em energias renováveis, minimizando os riscos para os produtores. Este modelo tem sido utilizado, principalmente, nos **leilões de energia renovável**, como forma de assegurar um preço previsível para a electricidade gerada por novos projectos. Os **Contratos por Diferença (CfD)** representam, como explicado, uma forma dissimulada de perpetuar o regime de **tarifas garantidas** (Feed-in Tariffs – FIT), com impactos adversos para os consumidores e para a sustentabilidade económica do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

## **Crítica ao modelo CfD como substituto disfarçado das FIT**

- **Mecanismo de risco assimétrico**

Apesar de os CfD serem apresentados como mais eficientes do que as FIT tradicionais por incorporarem reembolsos ao sistema quando o preço de mercado ultrapassa o *strike price*<sup>12</sup>, **na prática continuam a transferir o risco principal para os consumidores**, garantindo aos produtores uma receita mínima previsível e relativamente imune à volatilidade do mercado. Este arranjo é apenas uma variante contabilística das FIT, mascarada com uma lógica de mercado.

- **Remuneração garantida à custa dos consumidores**

Os CfD continuam a assegurar uma **renda garantida aos promotores**, independentemente da flutuação da procura ou da saturação de produção renovável, o que:

- **Afasta o incentivo à eficiência operacional** ou à optimização do despacho.
- Cria um **encargo estrutural para o SEN**, especialmente grave quando o preço de mercado é sistematicamente inferior ao *strike price* (como se verificou entre 2019 e 2023).

- **Risco de subsídios encapotados**

Quando o *strike price* é fixado acima dos custos reais de produção (LCOE), o CfD torna-se um **subsídio indirecto e opaco**, perpetuando:

- **Margens excessivas para os produtores**, mesmo quando as tecnologias são maduras e os custos de investimento caíram drasticamente.
- Um **modelo de financiamento insustentável**, em que os consumidores continuam a financiar rendas elevadas num contexto de crise de preços.

- **Distorção de mercado e bloqueio à democratização**

O acesso aos CfD continua a favorecer **grandes promotores e fundos de investimento com capacidade para competir nos leilões**, afastando cooperativas, UPACs e pequenos produtores. Isto resulta em:

- **Concentração de mercado**, onde poucos operadores capturam uma fatia desproporcionada dos benefícios da transição energética.
- **Falta de participação cidadã**, contrariando os princípios da descentralização e do acesso equitativo.

---

<sup>12</sup> **Strike price** (ou *preço de exercício*, em português técnico-financeiro) é o **valor de referência fixado num contrato por diferenças (CfD)**, a partir do qual se calcula a compensação entre o produtor de energia e o sistema eléctrico. Quando o preço de mercado está abaixo do *strike price*, o sistema paga ao produtor a diferença; quando está acima, o produtor devolve a diferença ao sistema.

- **Externalidades ignoradas**

O modelo de CfD **não reflecte o custo sistémico da intermitência renovável**, ou seja:

- A necessidade de backup térmico, armazenamento e reforço de rede **não está internalizada** no preço pago ao produtor CfD.
- O resultado é um custo real para o sistema muito superior ao valor contratual, que **continua a recair sobre o consumidor via tarifas de acesso e CIEG (Custos de Interesse Económico Geral)**.

- **Canibalização de mercado e ineficiência sistémica**

Com a entrada massiva de renováveis contratadas via CfD e a remuneração marginal no mercado spot a ser empurrada para zero em horas de excesso, **as próprias renováveis começam a competir entre si destrutivamente**, criando:

- **Espaços de preço negativos**, forçando a suspensão de centrais convencionais críticas para a segurança do sistema.
- **Incerteza para investimentos futuros em mercado livre**, penalizando tecnologias despacháveis ou emergentes sem contratos garantidos.

Os **Contratos por Diferença, tal como implementados em Portugal, representam uma versão moderna das antigas FIT**, garantindo preços mínimos sem expor os promotores a riscos reais de mercado. Esta forma de remuneração compromete a sustentabilidade económica do SEN e **revela-se injusta para os consumidores**, que continuam a suportar os custos da transição energética sem acesso equitativo aos seus benefícios.

Apesar de formalmente baseados em leilões, os CfD actuais:

- **Encorajam a captura de rendas excessivas por operadores dominantes,**
- **Não contribuem para a baixa estrutural da factura eléctrica,**
- **E impedem o amadurecimento pleno do mercado de energia renovável em regime de concorrência verdadeira.**

Este modelo reduz o risco dos investidores, pois oferece estabilidade de receitas ao longo do período do contrato, que pode variar entre 15 e 20 anos, dependendo da tecnologia e das regras definidas em cada leilão.

Os **Contratos por Diferenças (CfD)**, conforme já referido, indiciam uma forma encapotada de dar continuidade ao perverso princípio das FIT, já que continuam a garantir uma renda mínima. A vantagem dos CfD é a de que esta renda mínima é atribuída, normalmente, por leilão e estabelecer-se com valores bastante inferiores às FIT. Na tabela seguinte, pretende-se dar uma ideia comparativa, resumida, dos dois sistemas.

<b>Característica</b>	<b>Feed-in Tariffs (FIT)</b>	<b>Contracts for Difference (CfD)</b>
<b>Preço da energia</b>	Fixo e garantido	Baseado num preço de referência ,strike price, que acaba também por constituir um valor garantido para os promotores
<b>Risco para o produtor</b>	Nulo (recebe sempre um valor fixo)	Quase Nulo (protegido contra preços baixos, mas tem de reembolsar em preços altos) Apenas quando os preços de mercado são negativos, é que o promotor não fica protegido pelo strike price, recebendo directamente o preço de mercado.
<b>Risco para os consumidores</b>	Elevado (pagam mais do que o preço de mercado)	Continuam a ser elevados, na medida em que se o strike price for superior aos preços de mercado, os consumidores acabam por pagar preços superiores aos preços de mercado
<b>Eficiência económica</b>	Baixa (não incentiva redução de custos)	Média (leilões incentivam mais concorrência e eficiência na fixação do strike price e na duração desse preço garantido)
<b>Adequado para</b>	Tecnologias emergentes e mercados menos desenvolvidos	À priori .seriam orientados para tecnologias mais maduras e mercados mais competitivos(caso da energia nuclear se lhe for aplicada o regime dos CfDs)mas também pode infelizmente vir a ser aplicado para promover tecnologias completamente imaturas, como no caso da eólica offshore, se o governo português levar por diante essa loucura de promover a construção de 2 GW de eólica offshore, em que irá obviamente recorrer aos CfDs. Nesse caso, um leilão não conseguirá evitar pelos CfDs uma forte subsidiação pelo consumidor muito acima dos preços de mercado de tecnologias ainda imaturas. O leilão apenas dará alguma concorrência entre tecnologias imaturas!

Atualmente, muitos países têm vindo a substituir os FIT pelos CfD ou por mecanismos semelhantes baseados em leilões, por forma a promover um mercado de energia renovável mais competitivo.

Em Portugal, os **Contratos por Diferenças (CfD)** têm sido implementados principalmente no sector da energia solar fotovoltaica, especialmente através dos leilões realizados em 2019 e 2020.

#### **Potência Instalada sob Regime de Preços de Leilão e com contratos CfD**

Até Janeiro de 2024, Portugal registava uma capacidade instalada de energia solar de aproximadamente 2,5 GW.

Parte significativa desta capacidade resulta dos leilões realizados em 2019 e 2020, que atribuíram cerca de 1,3 GW de capacidade para novos projectos fotovoltaicos.

Por exemplo, a EDP Renováveis assegurou um projecto solar de 142 MW no leilão de 2019.

## Duração dos Contratos

Os contratos resultantes destes leilões têm uma duração de 15 anos, contados a partir do início de exploração do centro electroprodutor solar.

Considerando que muitos destes projectos iniciaram operações entre 2022 e 2023, os contratos estarão em vigor até aproximadamente 2037-2038.

Após o término destes contratos, os produtores poderão continuar a operar as suas instalações, vendendo a electricidade produzida no mercado livre ou celebrando novos contratos bilaterais de compra de energia (PPAs), adaptando-se às condições de mercado vigentes nessa altura.

Abaixo, apresento uma síntese dos valores estabelecidos nos principais leilões realizados:

### Leilões de Energia Solar Fotovoltaica

- **Leilão de 2019**

- Portugal realizou o seu primeiro leilão solar em Julho de 2019, onde foram atribuídos **1 400 MW** de capacidade.
- Os preços de adjudicação variaram entre **20€/MWh** e **23€/MWh**, valores significativamente inferiores ao preço médio do Mercado Ibérico de Electricidade na época, que rondava os **52€/MWh**.
- Os contratos CfD resultantes deste leilão têm uma duração de 15 anos.
- Considerando que muitos projectos iniciaram operações entre 2022 e 2023, estes contratos estarão em vigor até cerca de **2037-2038**.

- **Leilão de 2020**

- No segundo leilão solar, realizado em Agosto de 2020, foram atribuídos cerca de **700 MW** de capacidade.
- O preço mais baixo registado foi de **11,14€/MWh**, estabelecendo um recorde mundial para a energia solar na altura. Contudo, os promotores tiveram obvias dificuldades em implementar os projectos com preços tão baixos, pelo que pediram ao governo a revisão dos preços! Assim esse concurso com os preços mais baixos a nível mundial foi uma ficção!
- Os contratos CfD deste leilão também têm uma duração de 15 anos.
- Com projectos a entrarem em operação entre 2023 e 2024, espera-se que os contratos vigorem até aproximadamente **2038-2039**.

## **Leilões de Energia Eólica**

- Até à data, Portugal não realizou leilões específicos para a energia eólica semelhantes aos dos leilões solares.
- A capacidade eólica instalada no país foi maioritariamente desenvolvida através de regimes de tarifas fixas e contratos bilaterais estabelecidos antes da implementação dos leilões solares.
- A capacidade eólica instalada no país, que totaliza cerca de 5,8 GW, foi desenvolvida predominantemente através de regimes de tarifas fixas e contratos bilaterais estabelecidos antes da introdução dos leilões solares.

## **Leilões de Garantias de Origem (GOs)**

- Portugal tem realizado leilões de Garantias de Origem, certificados que atestam a produção de electricidade a partir de fontes renováveis.
- No 12.º leilão, realizado em Novembro de 2022, foi atingido um preço máximo de 3,85 €/MWh para energia eólica.
- Estes valores referem-se às GOs e não ao preço de venda da electricidade em si.

É importante notar que os preços estabelecidos nos leilões reflectem a competitividade crescente das tecnologias renováveis, resultando em custos de produção de electricidade cada vez mais baixos.

Enquanto a energia eólica em Portugal não está actualmente sujeita a contratos CfD, a energia solar fotovoltaica possui uma capacidade instalada significativa sob este regime, com contratos que estarão em vigor até final da década de 2030.

## 5. Decreto-Lei n.º 35/2013

O **Decreto-Lei n.º 35/2013**, de 28 de Fevereiro, introduziu alterações no regime remuneratório aplicável aos centros electroprodutores eólicos em Portugal.

**Este diploma permitiu que os produtores eólicos, submetidos ao regime remuneratório estabelecido no Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, optassem por um regime alternativo durante um período adicional de 5 ou 7 anos após o término dos períodos iniciais de remuneração garantida. Em contrapartida, os produtores comprometiam-se a contribuir para a sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) através do pagamento de uma compensação entre 2013 e 2020.**

No entanto, o **Decreto-Lei n.º 35/2013 não especifica uma redução directa das tarifas feed-in (FIT) de 90€/MWh para 70€/MWh**. A análise da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre os impactos deste decreto-lei considera diferentes cenários de tarifas de referência para os períodos adicionais, incluindo valores como 72€/MWh e 85 €/MWh.

Portanto, embora o Decreto-Lei n.º 35/2013 tenha introduzido um regime remuneratório alternativo com possíveis ajustes nas tarifas para os períodos adicionais, não estabelece explicitamente uma redução das FIT de 90€/MWh para 70€/MWh. As condições específicas de remuneração para os períodos adicionais seriam determinadas com base nos termos acordados entre os produtores e as autoridades competentes, considerando factores como a sustentabilidade do SEN e os objectivos de política energética nacional.

A negociação que ajustou as tarifas feed-in (FIT) para a energia eólica de 90 €/MWh para 70€/MWh em Portugal foi realizada ao abrigo do referido **Decreto-Lei n.º 35/2013**, de 28 de Fevereiro. Este diploma legal permitiu que os produtores de energia eólica optassem por um regime remuneratório alternativo, **estendendo o período de remuneração garantida por mais 5 ou 7 anos após o término dos contratos iniciais**.

Em contrapartida, os produtores comprometiam-se a pagar uma compensação anual entre 2013 e 2020, destinada a contribuir para a sustentabilidade do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

O regime alternativo estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 35/2013 oferecia duas modalidades principais:

**Primeira Modalidade:** Garantia de que, independentemente do preço verificado no mercado, a remuneração do produtor nunca seria inferior a 69€/MWh nem superior a 90€/MWh (valores em 2020).

**Segunda Modalidade:** Garantia de uma remuneração mínima de 55€/MWh, sem qualquer tecto máximo.

Estas modalidades permitiram ajustar as tarifas garantidas, resultando na redução das FIT de 90€/MWh para valores em torno de 70€/MWh, conforme as condições específicas acordadas entre os produtores e as autoridades competentes.

Negociação do Preço da Energia Eólica (90€/MWh para 70€/MWh)

Contexto: A redução do preço garantido para 70€/MWh e a extensão do prazo até 2032, conforme descrito, foi bastante benéfica para os produtores. Essa negociação foi voluntária, indicando que os produtores previam ganhos ao aceitar os novos termos.

Impacto Financeiro: Apesar da redução da tarifa garantida, os ganhos provenientes do prolongamento do contrato e da protecção contra a volatilidade do mercado compensaram as “perdas” imediatas.

Análise Crítica: Tal renegociação levantou preocupações sobre a transparência e os critérios utilizados, especialmente por beneficiar grandes operadores.

Estas modalidades foram negociadas caso a caso com base no quadro definido pelo DL n.º 35/2013 e regulamentação subsequente, como o Despacho n.º 15 108/2013, que operacionaliza o processo de adesão.

### **Dados Objectivos e Quantificados**

- **Ganhos Potenciais da Renegociação:**
  - Estima-se que o prolongamento do contrato a 70€/MWh até 2032 tenha gerado lucros adicionais devido ao diferencial de preços em relação ao mercado.
  - O Valor Actualizado Líquido (VAL) desses ganhos foi calculado como altamente positivo para os operadores, reflectindo a vantagem financeira da extensão.

### **Cálculo Estimado dos Ganhos Excessivos**

Se considerarmos, a título de exemplo numérico, uma central fotovoltaica com **55 MWp** e **100 000 MWh/ano** de produção de energia eléctrica, o ganho extraordinário (para além das margens razoáveis, isto é, uma receita suplementar) face ao valor do LCOE (de cada ano) no período de 2013 a 2032, seria da ordem dos **45 milhões de euros**, que corresponde ao Valor Actualizado dos fluxos ao ano da decisão – 2013.

Em termos unitários, a **renda excessiva das FIT**, com a extensão de mais 7 anos, corresponde a um valor da ordem **dos 800 000 € por MW** instalado sob o regime de FIT.

A renegociação das tarifas eólicas, embora tenha resultado numa redução imediata da tarifa, proporcionou benefícios a longo prazo para os produtores através da extensão dos contratos. Por outro lado, a autorização de capacidade solar sem tarifas garantidas representou uma mudança de paradigma, promovendo um mercado mais competitivo e potencialmente poderá vir a reduzir os custos para os consumidores.

## 6. Um Modelo de Transição Energética Mais Justo e Eficiente

A transição energética, que nos está a ser imposta, é um processo complexo que exige não apenas a crítica aos modelos existentes, mas também a apresentação de soluções viáveis e concretas que possam garantir um equilíbrio entre a sustentabilidade ambiental, a justiça social e a eficiência económica. Com base nas análises apresentadas, propõem-se as seguintes medidas para melhorar o modelo de financiamento e operação das energias renováveis em Portugal:

### A. Leilões Competitivos com Critérios Claros e Transparentes

- **Estrutura dos Leilões:** Os leilões de energia renovável devem ser desenhados de forma a garantir a máxima competitividade, com critérios claros que incluam não apenas o preço, mas também a sustentabilidade ambiental, a integração local e a capacidade de resposta do projecto às necessidades do sistema eléctrico.
- **Duração dos Contratos:** Os contratos resultantes dos leilões devem ter uma duração limitada (por exemplo, 15 anos), com cláusulas de revisão periódica para ajustar os preços de acordo com a evolução dos custos tecnológicos e das condições de mercado.
- **Transparência e Fiscalização:** Deve ser criado um órgão independente para supervisionar os leilões, garantindo que os processos sejam transparentes e que os benefícios sejam distribuídos de forma equitativa, evitando a concentração de vantagens sempre nos mesmos operadores.

### B. Contratos por Diferenças (CfD) como Alternativa aos FITs

- **Mecanismo de Compensação:** Os CfDs podem ser implementados como um mecanismo de remuneração para novos projectos de energias renováveis. Este modelo deverá garantir alguma estabilidade financeira tanto para os produtores como para os consumidores, devendo estar orientados para os preços de mercado e não para valores determinados sem critério.
- **Preço de Referência (Strike Price):** O preço de referência deve ser definido com base em estudos técnicos que considerem os custos reais de produção, evitando excessos nas remunerações, excessos nas margens do negócio (muitas vezes fora do normal numa actividade comercial de mercado em concorrência) e garantindo que os

consumidores não sejam penalizados por tarifas elevadas e fora de mercado.

- **Revisão Periódica:** Os CfDs podem incluir cláusulas de revisão periódica para ajustar os preços de acordo com a evolução dos custos tecnológicos e das condições de mercado, garantindo que os benefícios da redução dos custos sejam repassados aos consumidores.

### **C. Incentivos à Participação de Pequenos Produtores e Comunidades Locais**

- **Modelos Participativos:** Deve ser promovida a criação de cooperativas energéticas e projectos comunitários, que permitam a participação de pequenos produtores e comunidades locais na geração de energia renovável. Estes modelos podem ser incentivados através de benefícios direccionados e simplificação dos processos burocráticos, na criação de verdadeiras comunidades de energia.

### **D. Revisão Progressiva dos Subsídios e Tarifas Garantidas**

- **Redução das FITs:** Para os projectos existentes que ainda beneficiam de tarifas garantidas, deve ser implementada uma redução, até à sua integral eliminação, dos subsídios, alinhada com a queda dos custos de produção das tecnologias renováveis.
- **Avaliação de Impacto Ambiental e Social:** Todos os novos projectos de energias renováveis devem ser submetidos a uma avaliação de impacto ambiental e social, garantindo que os benefícios da transição energética sejam distribuídos de forma equitativa e que os impactos negativos sejam eliminados.

### **E. Diversificação da Matriz Energética e Investimento em Armazenamento**

- **Integração de Fontes com Maior Previsibilidade:** Para complementar a geração intermitente de energia eólica e solar, deve ser promovida a diversificação da matriz energética, incluindo fontes com maior previsibilidade, como a energia nuclear, a biomassa ou a hidroelétrica. Esta diversificação pode melhorar a estabilidade do sistema eléctrico e reduzir a dependência de mecanismos de ajuste dispendiosos.
- **Tecnologias de Armazenamento:** Deve ser incentivado o investimento em tecnologias de armazenamento de energia que permitam armazenar o excesso de produção renovável e utilizá-lo em períodos de maior procura.

## **F. Revisão do Planejamento Energético Nacional**

- **Planeamento de Longo Prazo:** Deve ser desenvolvido um plano energético nacional de longo prazo, que defina metas claras para os vários parâmetros do sistema energético nacional e identifique as fontes de energia mais adequadas para satisfazer a procura. Este plano deve ser revisto periodicamente para se ajustar às novas tecnologias e às mudanças nas condições de mercado.
- **Integração com Políticas de Descarbonização:** O planeamento energético poderá estar alinhado com as políticas de descarbonização, se estas forem válidas e coerentes com a nossa contribuição para a emissão dos Gases de Efeito de Estufa.

## 7. Comentários Finais<sup>13</sup>

Em 1988, Luis Mira Amaral, com o Decreto-Lei nº 189/88, e com o fim do monopólio da EDP na geração da electricidade, começou o movimento de apoio às novas renováveis, estimulando então a cogeração, as mini-hídricas, a produção de electricidade a partir dos resíduos sólidos urbanos e as mini-eólicas, numa época em que começava o desenvolvimento da energia eólica. O preço de venda à rede era fixado através da metodologia dos custos de substituição, ou seja, pelo preço da energia que se deixava de produzir com a substituição por estas novas formas de energia. E assim chegámos a 2001 com estas Produções em Regime Especial a atingirem 6.4% do consumo nacional, sendo a eólica responsável por 0.6% desse consumo.

Em 2001 abandonou-se essa metodologia dos custos de substituição e avançou-se com o DL nº 339-C/2001 para tarifas altamente generosas e diferenciadas por tecnologia. Com essas FIT a eólica a €90/MWh foi a que mais cresceu, sendo em 2024 responsável por 28% do consumo nacional. A fotovoltaica, ainda bem mais cara e, tal como a eólica, em fase inicial da curva de aprendizagem, arrancou em 2006, com FITs de cerca de €300/MWh, e era responsável por 10% do consumo nacional em 2024, aqui felizmente já com uma significativa produção em mercado e não beneficiando das FIT, como aconteceu com as primeiras fotovoltaicas.

Com estes preços ultra-generosos para as FIT, representando uma contratação a prazo sem risco de mercado para os promotores e em que os consumidores assumiram todos os riscos da evolução tecnológica na medida em que não beneficiaram da subsequente evolução tecnológica, estando a pagar ainda os preços iniciais de tecnologias hoje obsoletas, já vamos em quase 25 anos de financiamento pelos consumidores dessa curva de aprendizagem numa situação em que o preço no mercado grossista andou a um valor médio anual de €50/MWh, salvo nos anos de 2021 e 2022 ligados à crise a aos preços muito elevados do gás natural. Basta ver que com esta explosão das eólicas em regime de FIT, os Custos de Interesse Económico Geral (CIEGs), onde estão inscritos os sobrecustos das renováveis intermitentes em relação aos preços de mercado, explodiram passando de € 500 Milhões/ano para € 2 500 Milhões/ano!

A espectacular descida dos custos de investimento na fotovoltaica que levou até investidores a prescindirem do regime do preço garantido em leilões à volta dos €20/MWh, arriscando-se a receber a remuneração do mercado grossista por aí irem captar maior margem de remuneração, foi importante, mas ainda não fez mexer o ponteiro do relógio no que toca ao custo final para o consumidor do regime de FIT para a eólica e a fotovoltaica.

---

<sup>13</sup> Fonte: Eng.º Luis Mira Amaral.

As precipitadas apostas , com preços de venda à rede muito elevados, de renováveis em fase inicial e cara da curva de aprendizagem, não permitem grandes descidas do custo ao consumidor final. A agora chamada Produção com Remuneração Garantida (PRG) ,que engloba toda essa produção com tarifas garantidas, já estava em 2012 nos 19TWh e manteve-se a partir daí à volta dos 22TWh (da ordem de 44% do total), tendo em 2024 atingido 19,1TWh . A Senhora Ministra do Ambiente também reconhece a dificuldade em baixar o preço ao consumidor final, pois com uma quota tão elevada de PRG e como o preço elevado de venda à rede é fixo, a baixa de preço que essa produção provoca no mercado spot é compensada pelo pagamento pelo consumidor nas tarifas de acesso à rede do diferencial entre o preço de venda à rede e esse preço no mercado spot. Será que devemos ter a esperança do custo ao consumidor final descer aí por 2030 por fim da duração contratual e passagem para mercado livre ou desclassificação dessa PRG?

Com a loucura da eólica offshore que se quer lançar em fase caríssima da tal curva de aprendizagem, há o risco do ciclo anterior em que ainda estamos se repetir no custo da electricidade e o alívio não acontecer. A única defesa, dada a baixa de custo de investimento em fotovoltaicas, é apostar nesta alternativa para autoconsumo, para quem tiver o adequado perfil de consumo ou considere ainda aceitável juntar uma bateria para prolongamento nocturno do efeito solar, como também aqui se defendeu.

O nosso sistema eléctrico já está no fundo descarbonizado e, enquanto a elevada produção eólica com FIT que já temos não for descontinuada, a entrada de novas renováveis intermitentes no sistema, oferecendo no mercado grossista a energia a um preço zero, apenas vai afundar mais os preços nesse mercado, pondo até em causa a rentabilidade de fotovoltaicas já instaladas e que estão em mercado, ou seja, as renováveis intermitentes começam a canibalizar-se umas às outras!

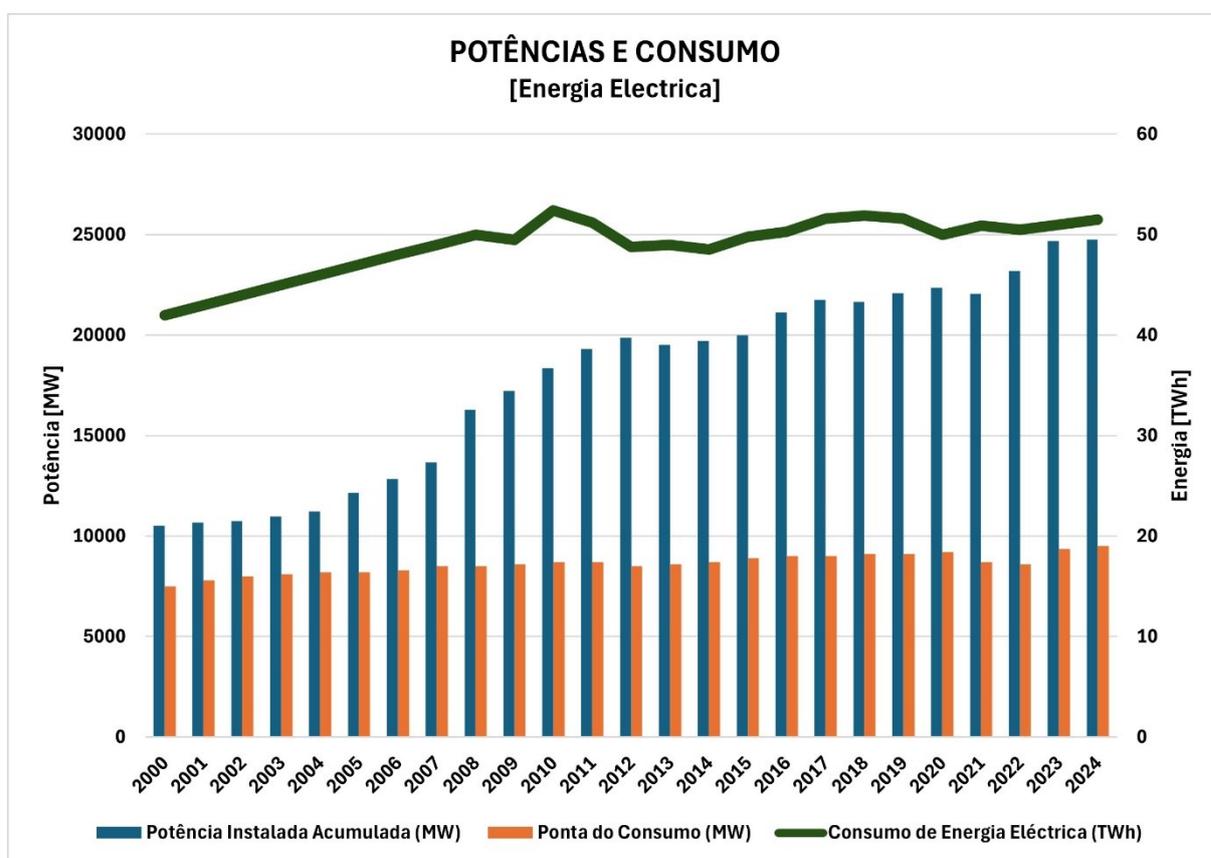
E é um mito urbano dizer que tais novos investimentos contribuem para salvar o planeta, pois que tais projectos são actualmente controlados por fundos de investimento internacionais que aqui como noutros sectores em que investem estão sempre à procura de rentabilidades muito simpáticas! Como sempre acontece quando os negócios chegam à maturidade, estamos muito longe da época em que com o DL 189/88 Luis Mira Amaral pretendia estimular o aproveitamento do nosso potencial endógeno na geração de electricidade, apoiando os pequenos promotores e oferecendo-lhe uma tarifa equivalente aos preços da energia que iriam substituir!

**Devemos, pois, aprender com os tremendos erros dum passado recente e pôr as seguintes questões:**

- A. **fará sentido continuar com contratações a prazo, a no regime dos CfD, versão moderna para as antigas FIT, e com que partilha de risco tecnológico entre os promotores e os consumidores, no tempo e no valor da compra de energia?** De notar que os CfD são economicamente idênticos no fundo às FIT em termos de garantir um preço garantido para os promotores independente dos preços de mercado, apenas com uma nuance em termos de tesouraria: enquanto nas FIT, o promotor recebe sempre o mesmo preço garantido, independentemente do preço de mercado, nos CfD o promotor recebe directamente o preço de mercado, pagando-lhe o sistema à posteriori a diferença entre o preço garantido e o preço de mercado, caso o preço garantido seja superior ao preço de mercado, ou devolvendo o promotor ao sistema a diferença entre os dois preços caso o preço garantido seja inferior ao preço que recebeu directamente do mercado;
- B. **na contratação a prazo deve optar-se por leilão com limite de preço de compra garantido alinhado com o valor capturável esperado em mercado grossista no futuro, avaliado para a duração do contrato?** (isto foi feito num leilão recente de fotovoltaicas, com atribuição de CfD por 15 anos);
- C. **deve estabelecer-se uma moratória/adiamento para leilões de eólica offshore flutuante (pois que a configuração da costa portuguesa com profundos declives não permite a tecnologia da eólica offshore com torres amarradas ao fundo do mar), aguardando uma baixa razoável do custo de investimento na curva de aprendizagem, com esses custos de aprendizagem a serem pagos por países mais ricos do que nós e que serão exportadores dessas tecnologias?** A nossa experiência de entrada prematura na eólica onshore e na fotovoltaica, estando nós ainda a pagar elevados preços por tecnologias então imaturas e que hoje estão obsoletas, aconselha claramente tal adiamento. Até os brasileiros evitaram este erro, só entrando em força na eólica quando a tecnologia amadureceu! É preciso notar que um projecto de eólica offshore bem cara com custos muito superiores aos custos variáveis das produções que pretenderia substituir, tem custos de tal forma elevados que os promotores conseguirão facilmente acrescentar ao custo da tecnologia um sobrecusto, que no fundo será uma renda excessiva, traduzida na diferença entre a rentabilidade que obtêm com o preço garantido do CFD e o chamado WACC-custo médio ponderado entre o capital próprio e o capital alheio utilizados, custos esses que já têm em conta a rentabilidade esperada pelos capitais próprios e pelos capitais alheios ajustada aos riscos do projecto .De notar que um leilão competitivo entre vários promotores minimiza o risco dessas rendas excessivas mas não resolve o problema de estarmos a escolher tecnologias muito caras ainda na fase inicial da curva da aprendizagem.

## 8. Conclusão e Recomendações

Conforme sobejamente referido, a implementação das tarifas garantidas (FIT) em Portugal desempenhou um papel crucial na introdução das energias renováveis no mix eléctrico nacional, **de uma forma excessiva e com grandes margens para os operadores** beneficiados. No entanto, a manutenção deste modelo, aliada ao aumento desproporcional da potência instalada, criou desequilíbrios estruturais graves.



**Figura 1** – Evolução da potência instalada no sistema electroprodutor português, da ponta do consumo e do consumo de energia eléctrica - **Fonte:** João de Jesus Ferreira, com dados da DGEG e da REN.

O excesso de energia intermitente compromete a segurança do sistema eléctrico, aumenta a dependência de mecanismos de estabilização e impõe custos adicionais que são suportados pelos consumidores e contribuintes.

A análise desenvolvida ao longo deste documento permitiu evidenciar que o actual modelo de remuneração das fontes de energia renovável com tarifa garantida (*Feed-in Tariff*) acarreta custos substanciais para o Sistema Eléctrico

Nacional (SEN), comprometendo a sustentabilidade económica e a eficiência do sector.

Verificou-se que a manutenção de regimes de remuneração garantida para activos já amortizados, nomeadamente no caso das centrais eólicas com mais de 15 anos de operação, gera uma sobre remuneração que se traduz em encargos adicionais para os consumidores e para o Orçamento do Estado.

Adicionalmente, a comparação com os Centros Electroprodutores em Regime Especial (CER) em regime de mercado revela que a exposição ao mercado grossista pode proporcionar retornos competitivos sem comprometer a viabilidade económica dos projectos, especialmente no contexto actual de preços de electricidade elevados e de maturidade tecnológica das renováveis.

Neste contexto, considera-se essencial uma revisão do regime de remuneração, orientada por princípios de equidade, eficiência económica e alinhamento com as dinâmicas de mercado. A integração plena das fontes renováveis no mercado deve ser acompanhada de mecanismos adequados de mitigação de risco e de sinalização de preço, como contratos por diferença (CfD) justos e controlados, que promovam simultaneamente a estabilidade para os investidores e a contenção dos encargos sistémicos.

Resumindo, os impactos negativos incluem:

- a. **Instabilidade no Sistema Eléctrico Nacional:** O excesso de potência intermitente obriga a investimentos adicionais para gestão da rede, elevando os custos sistémicos.
- b. **Prejuízos para Consumidores e Contribuintes:** Os subsídios pagos aos produtores renováveis têm representado um fardo financeiro significativo sem uma redução proporcional nas tarifas de energia.
- c. **Impactos Ambientais Negativos:** A construção massiva de parques eólicos e solares tem levado à destruição de ecossistemas locais e elevado a pressão sobre os recursos naturais.
- d. **Concentração de Benefícios em Grandes Operadores:** Os incentivos favoreceram grandes grupos económicos em vez de promover os projectos de autoconsumo distribuído.

Para corrigir esses problemas, recomenda-se:

- a. **Cessar os subsídios às energias renováveis**, permitindo que operem em condições de mercado sem distorções financeiras artificiais.
- b. **Fomentar um planeamento energético mais equilibrado**, priorizando fontes de geração com maior previsibilidade e capacidade de resposta, como é o caso da biomassa e da energia nuclear.

- c. **Rever a política de expansão da potência instalada**, garantindo que novas instalações sejam justificadas por necessidades reais de consumo.
- d. **Aprimorar a regulação e transparência** nos contratos energéticos, prevenindo práticas que prejudiquem os consumidores.
- e. **Evitar novos leilões para energia eólica offshore**: Considerando que Portugal já possui capacidade instalada excedente e que novos investimentos em energia eólica offshore implicam custos avultados, a realização de novos leilões deve ser repensada. A elevada complexidade e os investimentos necessários para instalação e manutenção destas infra-estruturas resultarão em tarifas mais elevadas para os consumidores, agravando o preço final da electricidade. Assim, é essencial garantir que qualquer expansão da capacidade instalada seja justificada por uma necessidade real e não apenas por incentivos económicos a grandes operadores privados.

Conclui-se, assim, que uma reforma estrutural do modelo de remuneração das energias renováveis é imprescindível para garantir a sustentabilidade económico-financeira do sector eléctrico e a protecção dos consumidores e da competitividade da economia. Esta transição deverá ser conduzida com equilíbrio, previsibilidade regulatória e compromisso com o interesse público.

## **Bibliografia**

ACER – Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia. (2023). Relatório de Monitorização do Mercado: Volume do Mercado Grossista de Electricidade.

Agência Internacional de Energia (IEA). (2023). World Energy Outlook 2023. Paris: IEA.

Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA). (2023). Custos da Geração de Energia Renovável em 2022.

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (vários anos). Boletins Estatísticos sobre Produção Renovável em Portugal.

Banco Europeu de Investimento (BEI). (s.d.). Financiamento de Projectos de Energias Renováveis na União Europeia.

BNEF – Bloomberg New Energy Finance. (2023). Perspectiva de Investimento na Transição Energética.

CEER – Conselho Europeu dos Reguladores de Energia. (2021). Revisão dos Regimes de Apoio às Renováveis na Europa em 2021.

Comissão Europeia. (2018). Directiva (UE) 2018/2001 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Jornal Oficial da União Europeia.

Comissão Europeia. (2019). Directiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da electricidade. Jornal Oficial da União Europeia.

Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro. Estabelece o regime remuneratório aplicável à energia eólica. Diário da República.

Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro. Estabelece o regime dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Diário da República.

Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). (vários anos). Estatísticas da Energia Eléctrica.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). (vários anos). Relatórios Anuais do Mercado de Energia em Portugal.

Eurostat. (2024). Estatísticas de Preços da Energia na União Europeia.

Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16(3), 159–170.

MIT Energy Initiative. (2016). *Utility of the Future*. Massachusetts Institute of Technology.

Newbery, D. M. (2016). Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon electricity system. *Energy Policy*, 96, 502–510.

Parlamento Europeu. Relatório sobre Energias Renováveis e Sustentabilidade Social.

Portaria n.º 80/2020, de 25 de Março. Estabelece o regime aplicável à produção de energia por pequenos produtores. Diário da República.

REN – Redes Energéticas Nacionais. (vários anos). Relatórios Técnicos e de Operação do Sistema Eléctrico Nacional.

RTE – Réseau de Transport d'Électricité. Avaliação económica dos mecanismos de resposta da procura e das energias renováveis em França.

## ANEXOS

# ANEXO I

## Notas Críticas

Segundo o Relatório de Aquisição de Energia em 2023 (SU ELETRICIDADE Março de 2024), os preços médios pagos às tarifas garantidas (*feed in tariffs-FIT*) foram:

- Primeiras solares: **315 €/MWh**  
(valor típico da produção<sup>14</sup>: **50,0 €/MWh**);
- Eólicas terrestres: **96,6 €/MWh**  
(valor típico da produção: **40,00 €/MWh**);
- Eólica marítima (Viana do Castelo): **159,5 €/MWh**;  
(valor típico da produção: **60,00 €/MWh**).

A diferença entre o valor pago aos promotores e o valor típico da produção (LCOE<sup>10</sup>) corresponde, de forma grosseira, à margem líquida gerada, o que representa um absurdo tendo em consideração os valores apresentados.

À falta de melhor informação (dado o secretismo envolvido nestes contratos), esta avaliação poderá ser grosseira, não reflectindo a realidade dos custos, em cada ano de produção, mas serve para dar uma ideia das rentabilidades exageradas atribuídas à Produção em Regime Especial (PRE), através das FITs.

O modelo de **financiamento da transição energética** implementado em Portugal, especialmente no que diz respeito aos regimes de tarifas garantidas (Feed-in Tariffs - FIT), tem mostrado falhas estruturais que merecem uma reflexão profunda. A forma como os FITs foram projectados e implementados não só transferiu custos excessivos para o sistema eléctrico e os consumidores, como também permitiu que grandes operadores privados obtivessem lucros desproporcionais à custa do contribuinte e do consumidor. Em vez de fomentar uma transição energética justa e equilibrada, o sistema acabou por beneficiar principalmente grandes empresas do sector energético.

O **Decreto-Lei n.º 35/2013** introduziu uma série de alterações significativas ao regime remuneratório das energias renováveis em Portugal, particularmente no que diz respeito à energia eólica. Este decreto permitiu uma **redução das tarifas**

---

<sup>14</sup> **LCOE** (Levelized Cost of Energy - Custo Nivelado da Energia): Uma métrica utilizada para comparar o custo total de produção de energia de diferentes fontes, levando em consideração todos os custos ao longo da vida útil do projecto (como investimentos iniciais, operação e manutenção). O LCOE é calculado dividindo o custo total de produção de energia pela quantidade total de energia esperada de um projecto. Este valor é útil para avaliar a competitividade das diferentes fontes de energia e para determinar o preço justo a ser pago por cada unidade de energia gerada. O LCOE ajuda a comparar tecnologias de geração de energia renovável com fontes tradicionais, como o gás ou o carvão.

**garantidas** para os produtores de energia eólica, ajustando os preços pagos aos operadores de parques eólicos. Inicialmente, o valor pago por MWh foi **reduzido de 90 €/MWh para 70 €/MWh**, e o período de pagamento de tarifas garantidas foi estendido até **2032**.

Embora à primeira vista essa renegociação tenha sido apresentada como uma medida de **sustentabilidade financeira** para o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e para a redução dos custos associados à produção de electricidade renovável, a realidade é que essa **redução de tarifas** não foi suficiente para corrigir os excessos pagos aos operadores de parques eólicos ao longo dos anos.

É importante referir que **a compensação anual de rendimentos excessivos continua a pesar sobre o sistema**, com efeitos directos na factura de electricidade dos consumidores **e, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, esta situação se irá estender ainda por mais 7 a 9 anos para a maioria dos parques eólicos já existentes.**

As rendas pagas aos operadores de parques eólicos ao longo dos anos têm sido um dos maiores pontos de crítica ao modelo de financiamento das energias renováveis em Portugal. Com a introdução dos contratos de **tarifa garantida (FIT)**, inicialmente com valores elevados de **90 €/MWh**, os produtores de energia eólica foram assegurados com **rendimentos elevados**, muito acima dos custos reais de produção. Apesar da redução para **70 €/MWh**, o valor continuou a ser consideravelmente superior aos preços de mercado da electricidade.

Ao longo dos anos, esta **disparidade entre a tarifa garantida e o preço de mercado** resultou em um **encargo significativo para os consumidores**, especialmente em um momento de **queda contínua nos custos de produção das tecnologias renováveis**. A **renegociação do preço para 70 €/MWh**, embora tenha representado uma diminuição, ainda não foi suficiente para reflectir a verdadeira **competitividade** do mercado eólica e **devolver ao sistema** o que foi pago em excesso.

Além disso, a **extensão do período de pagamento de tarifas garantidas até 2032** criou uma situação onde os operadores continuam a usufruir de condições extremamente vantajosas, sem que o sistema tenha conseguido reverter os custos acumulados nos primeiros anos do programa de apoio. Este é um **excesso de rendimentos** que beneficia apenas uma **minoridade de operadores**, enquanto a maior parte da população portuguesa continua a suportar os custos.

Para corrigir essas distorções, é necessário adoptar uma abordagem mais **competitiva e transparente** nos leilões de capacidade renovável. Os **Contratos por Diferenças (CfD)**, por exemplo, podem proporcionar um modelo mais ajustado às condições reais do mercado, evitando os **excessos de rentabilidade**

observados nos contratos FIT, e garantindo que os consumidores não sejam penalizados por benefícios desproporcionais concedidos a uma pequena parte dos operadores. Além disso, uma revisão do **próprio sistema de compensação** e uma maior fiscalização da aplicação dos fundos públicos são essenciais para evitar que os rendimentos acima do normal continuem a ser pagos sem uma justificativa sólida para tal.

Alguns comentários:

#### A. Modelo de financiamento inadequado

- A utilização das **tarifas garantidas** pode ter sido inicialmente justificada pela necessidade de incentivar o desenvolvimento das energias renováveis em Portugal, especialmente em fases iniciais quando os custos das tecnologias eram elevados. No entanto, à medida que o custo das tecnologias renováveis diminuiu substancialmente, o sistema de **tarifas garantidas** não foi ajustado suficientemente para reflectir esta mudança. Isso resultou em **valores excessivos** pagos aos produtores, que são **desproporcionais** aos custos reais de produção de energia.
- Como exemplo, a **energia solar fotovoltaica** e a **energia eólica** beneficiaram de tarifas que variaram entre **75 €/MWh** e **315 €/MWh**. Este valor contrastava significativamente com os **preços do mercado**, onde o preço médio rondava os **50 €/MWh** (no caso da solar). Além disso, com o aumento da competitividade das tecnologias renováveis, o custo real da produção de energia caiu substancialmente, mas as tarifas continuaram a ser generosas para os primeiros investidores, causando um **encargo significativo** aos consumidores.

#### B. Impacto negativo no consumidor e no sistema eléctrico

- O **custo para os consumidores** tem sido um dos maiores problemas deste modelo. Estimativas sugerem que, em média, cada consumidor doméstico paga um adicional entre **10 a 15 euros por mês** devido às tarifas FIT, o que representa uma carga adicional substancial no orçamento doméstico, sem necessariamente reflectir um benefício tangível imediato, como a redução das emissões de CO<sub>2</sub> ou a maior sustentabilidade do sistema energético.
- A diferença entre o valor pago aos produtores e o valor real de produção (LCOE - **Levelized Cost of Energy**) indica um **absurdo** em termos de margem líquida gerada, o que torna o modelo questionável sob o ponto de vista da justiça económica e ambiental. Ou seja, os preços pagos pelas tarifas FIT não reflectem adequadamente os custos reais de produção, resultando em lucros elevados para os produtores e um custo elevado para os consumidores.

### C. **Concentração de riqueza e falta de democratização da energia**

- O modelo das tarifas garantidas favoreceu **grandes operadores privados** no sector de energias renováveis, como se observa nos números apresentados. Em vez de fomentar a democratização da energia, que poderia envolver **comunidades locais** ou **pequenos produtores**, a estrutura das tarifas alimentou um sistema que **enriqueceu** uma pequena elite empresarial à custa de todos.

### D. **A transição energética e a credibilidade do modelo**

- A forma como os **FITs** foram implementados e o facto de estarem associados a preços elevados contribuiu para uma percepção negativa da **transição energética**. Em vez de ser vista como uma oportunidade para os cidadãos e o meio ambiente, a transição foi muitas vezes encarada como uma forma de enriquecer os **grandes interesses do sector privado**.
- A **falta de ajuste** nas tarifas e a manutenção de contratos favoráveis a grandes operadores não foi apenas um erro estratégico, mas uma falha de **gestão pública** que contribuiu para a desconexão entre as políticas públicas e os reais benefícios sociais e ambientais da transição energética.

### E. **Alternativas para um modelo mais justo e eficiente**

- A **promoção de leilões competitivos** para atribuição de capacidade renovável, como já tem ocorrido, e o **uso de contratos por diferenças (CfD)** são exemplos de como a transição energética pode ser gerida de forma mais transparente e equilibrada. Estes mecanismos garantem preços mais próximos ao **custo real de produção**, com uma menor sobrecarga para os consumidores.
- Sublinhe-se, todavia, que **tanto as FIT como os próprios CfD conferem, aos produtores que deles beneficiem, uma “ garantia de mercado “**, assegurando o acesso à Rede Pública, e, portanto, a uma remuneração garantida **independentemente do balanço oferta / procura que vigore em cada momento. Esta vantagem é muito importante** porque se tem acentuado recentemente uma “canibalização de preços” nas horas em que há excesso de produção intermitente, solar e/ou eólica .
- Para garantir que os benefícios da transição energética sejam distribuídos de forma mais justa, seria fundamental dar prioridade à implementação de **modelos participativos**, onde as **comunidades locais** e os **pequenos produtores** também possam beneficiar da produção e do consumo de energia renovável, mitigando as desigualdades e promovendo uma **maior democratização da energia**.

## ANEXO II

### Notas Complementares

#### **Custo Nivelado de Energia (LCOE) e Risco Tecnológico na Curva de Aprendizagem**

É importante clarificar a comparação entre os custos dos contratos de tarifa garantida (FIT) estabelecidos no passado e os valores actuais do Custo Nivelado de Energia (LCOE).

O LCOE reflecte a remuneração anual média esperada pelo investidor, incluindo custos fixos e variáveis de operação e manutenção (O&M), bem como uma taxa de remuneração justa para o capital investido. No entanto, a comparação directa com tarifas FIT, muitas vezes ajustadas pelo Índice de Preços no Consumidor (IPC), pode induzir em erro, uma vez que as condições de mercado e os custos tecnológicos mudaram significativamente.

Os leilões competitivos recentes têm permitido identificar um LCOE mínimo para as tecnologias renováveis, reflectindo a redução dos custos de investimento e a maturidade tecnológica. A energia fotovoltaica é um exemplo claro desta evolução: em 2006, a tarifa FIT para a energia solar era de **379,7€/MWh**, com uma produção de **0,3 GWh**; para 2025, estima-se um LCOE de **303,7€/MWh** para **340 GWh**. Contudo, os leilões recentes reduziram este valor para **20,3€/MWh** relativamente a **228 GWh**. Apesar da redução de custos, a opção pelo mercado à vista ou por contratos bilaterais físicos demonstra a elevada dependência das expectativas de preços e da volatilidade do mercado, com a produção fotovoltaica prevista para **4 900 GWh** em 2024, segundo a REN.

No caso da energia eólica terrestre, a tendência é semelhante. Em **2025**, a produção prevista é de **12 929 GWh**, contrastando com os **14 136 GWh** de 2024, reflectindo a transição gradual de contratos FIT para o mercado livre. O mesmo padrão pode ser observado na eólica offshore, onde a aposta prematura levanta preocupações quanto à sustentabilidade económica. O lançamento de concursos para **CfD de eólica offshore** não visa necessariamente um equilíbrio entre fontes de produção, mas sim a decisão de qual operador aceita menos subsídios. A tendência dos governos de intervir apenas quando os preços ao consumidor ultrapassam a inflação poderá levar a uma compensação artificial entre o custo decrescente da fotovoltaica e o aumento da capacidade instalada da eólica no mar. Estima-se que, para **1 000 MW de offshore**, sejam necessários **5 000 MW de fotovoltaica** para manter o custo médio da Produção em Regime Especial (PRE).

## **Impactos no Modelo de Financiamento e Partilha de Riscos**

A definição de um modelo de remuneração para as energias renováveis deve garantir um equilíbrio adequado entre o custo do capital e a partilha de riscos. Embora a concorrência ex-ante para contratos de longo prazo tenha a vantagem de reduzir o custo do financiamento, como foi o caso dos **PPAs do Pego e da Tapada do Outeiro**, esta metodologia não representa uma inovação na partilha de risco entre investidores e o sistema. O objectivo de tais Parcerias Público-Privadas (PPPs) deveria ser garantir soluções competitivas **sem onerar o consumidor**, ao invés de minimizar subsídios para tecnologias imaturas com justificações ambientais insuficientemente fundamentadas.

A concorrência no mercado spot implica um confronto directo entre tecnologias, e a remuneração pelo mercado livre não é hoje atractiva para a maioria das tecnologias renováveis. O recente crescimento da fotovoltaica ilustra esta realidade, com investidores a aceitarem condições de mercado à vista apenas porque antecipam margens superiores ao LCOE padrão. No entanto, esta tendência poderá não se manter, levantando dúvidas sobre a sustentabilidade do actual modelo e a necessidade de maior transparência na definição dos critérios de apoio público às energias renováveis.

20

Sobre

**A SEDES**

A SEDES é uma das mais antigas associações cívicas portuguesas, operando, desde 1970, como um “think tank” independente, comprometido a pensar Portugal ao centro. A sua missão é promover o desenvolvimento económico e social do país, através de contributos especializados e plurais em vários setores das políticas públicas.

25