



Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade

António Mexia

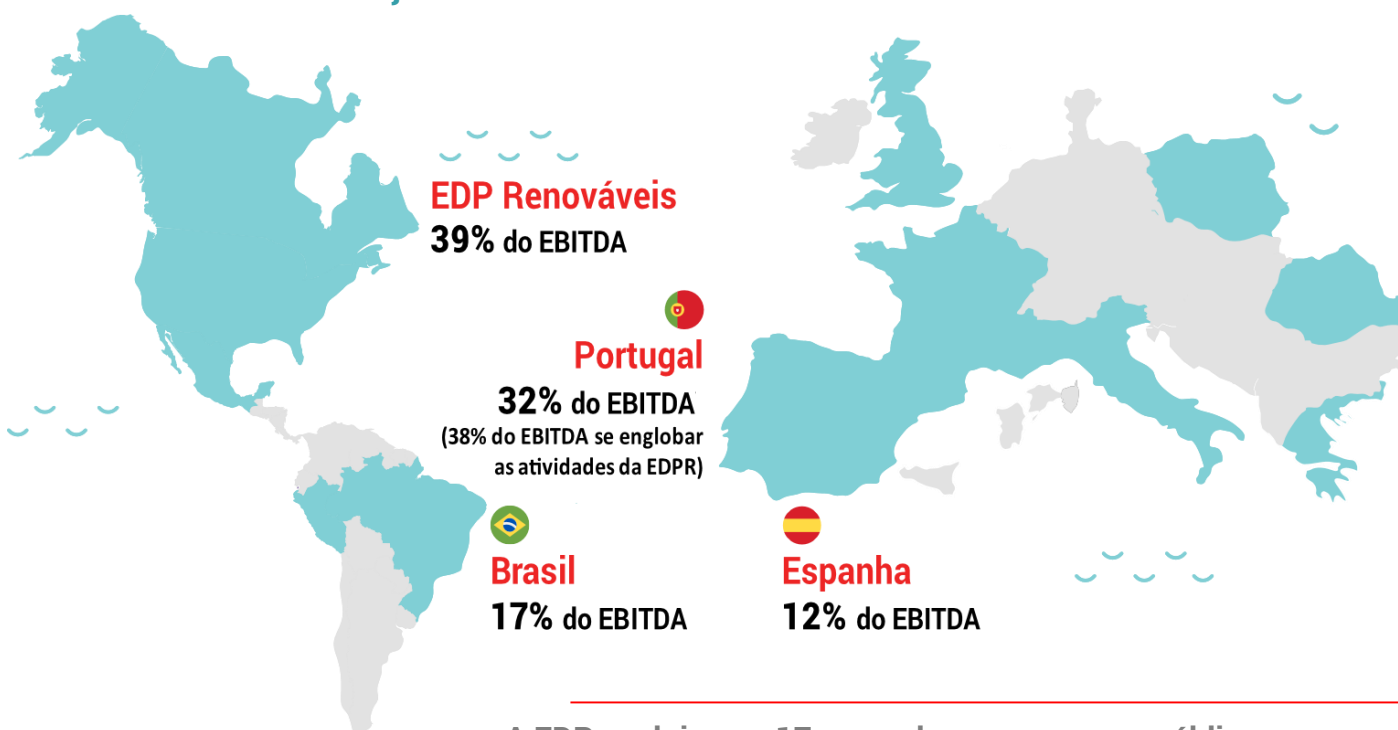
Lisboa, 26 de fevereiro de 2019

- 1 | Os resultados da EDP são maioritária e crescentemente gerados fora de Portugal**
A nível nacional, a adoção de medidas retroativas e o não cumprimento das regras e contratos por parte do Estado tem tido um impacto muito negativo nos resultados da empresa
- 2 | Não há rendas excessivas na eletricidade**
CAE, CMEC e extensão do DPH foram opções de política energética coerente nos respetivos contextos, embora as alterações desde 2007 tenham prejudicado a EDP. Os correspondentes processos foram escrutinados, designadamente pela Assembleia da República e Comissão Europeia
- 3 | Ficção das rendas excessivas tem duas “fontes” principais**
O relatório das “Rendas Excessivas” emitido pela SEE em 2012 e o Relatório da ERSE de 2017 não têm qualquer fundamento legal e económico
- 4 | O défice tarifário e a alegada falta de concorrência no setor elétrico são outros mitos que ensombram uma análise objetiva**
- 5 | A EDP colabora de forma construtiva com todas as instituições oficiais, no cumprimento dos contratos e da lei, sendo a decisão final das medidas a aplicar no setor sempre do Parlamento e do Governo**

1/ Os resultados da EDP obtidos maioritariamente fora de Portugal tornam a empresa um alvo fácil para medidas discricionárias

1/ A EDP é uma empresa global presente em 16 países, com uma estrutura acionista diversificada e 27.300 empregos indiretos em Portugal¹

Presença da EDP no mundo



Estrutura acionista global²

	China Three Gorges	23,3%
	Oppidum	7,2%
	Blackrock	5,0%
	CNIC	5,0%
	Mubadala	4,1%
	Paul Elliott Singer ³	2,9%
	Sonatrach	2,4%
	BCP Pension Fund	2,4%
	Qatar Investment Authority	2,3%
	NORGES bank	2,0%
	Ações próprias	0,6%
	Free float	43,4%

A EDP evoluiu, em 17 anos, de uma empresa pública para uma empresa totalmente privada, sendo que ~60% do lucro é gerado fora de Portugal. O processo de privatização da EDP foi sempre totalmente transparente e sem negociação direta com acionistas portugueses

1/ A EDP tem uma responsabilidade social e económica ímpar, assumindo-se como um dos motores essenciais da economia portuguesa

Contribuição do Grupo EDP para a economia portuguesa

~15.000
Milhões de
euros

de investimento em Portugal nos últimos 20 anos



~675
Milhões de
euros

de impostos e taxas entregues ao Estado Português nos últimos 2 anos (média dos períodos 2016 e 2017)

A EDP foi responsável pelo pagamento de c.8% do total da receita de IRC arrecadada pelo Estado em 2017



+ de 20
Milhões de
euros

por ano em investimento social na comunidade entre 2014 -2017



25.000
horas

de voluntariado dos colaboradores da EDP com mais de 1500 entidades beneficiadas por ano



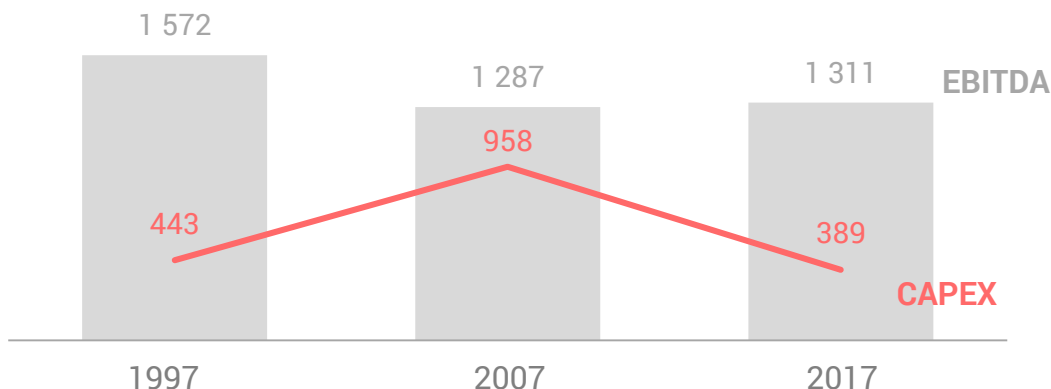
12
Milhões de
euros

valor global dos quais €3M de investimento médio anual em mais de 50 instituições do ensino superior e €9M em formação interna para colaboradores da empresa



1/ O EBITDA da EDP em Portugal em 2017 foi 260M€ inferior ao de 1997, apesar de um investimento de mais de 15 mil milhões de euros nesse período

Resultado operacional e investimento da EDP em Portugal (M€)



CAPEX acumulado

1997 - 2017

15.468 M€

Inflação acumulada

1997 - 2017

54%

Capacidade instalada
EDP em Portugal

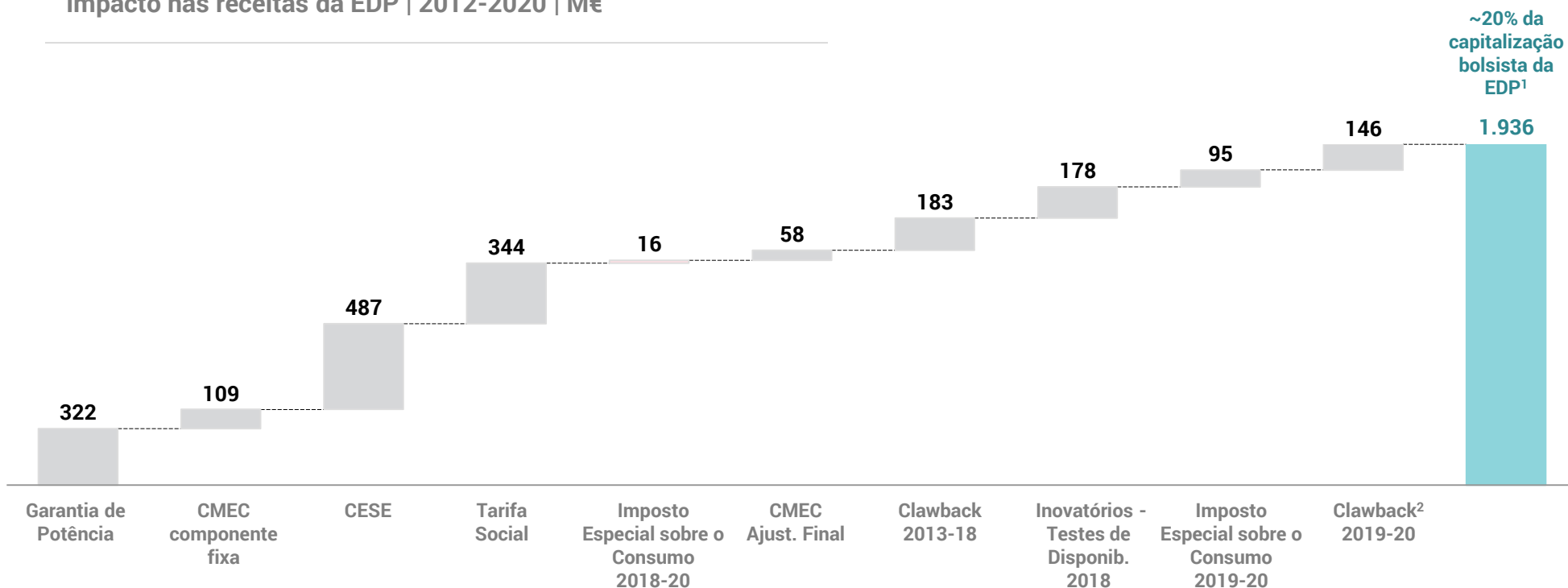
1997 - 2017

8,5GW → 11,4GW

Apesar de uma inflação acumulada de 54% e de um aumento da capacidade instalada em c. 2900MW, o EBITDA manteve-se constante ao longo do tempo

1/ O Estado aplicou medidas regulatórias com um impacto de cerca de 2 mil milhões de euros nas receitas da EDP

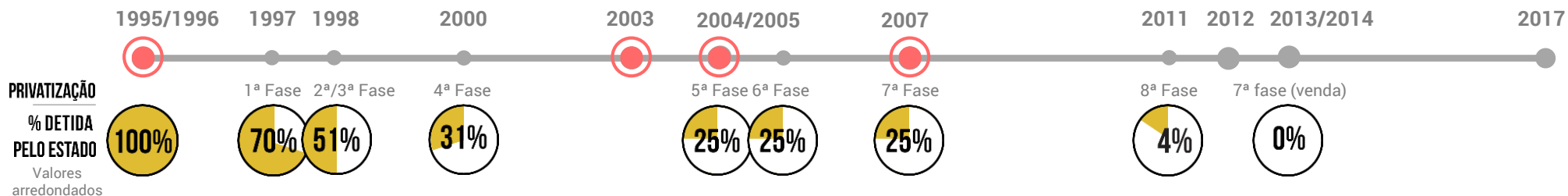
Impacto nas receitas da EDP | 2012-2020 | M€



Medidas aplicadas ao setor elétrico tiveram impacto significativo nas receitas da EDP diminuindo significativamente os resultados da empresa

2/ Não há rendas excessivas na eletricidade

2/ 1995-2017 | CAE, CMEC e DPH: Uma política energética com uma arquitetura coerente

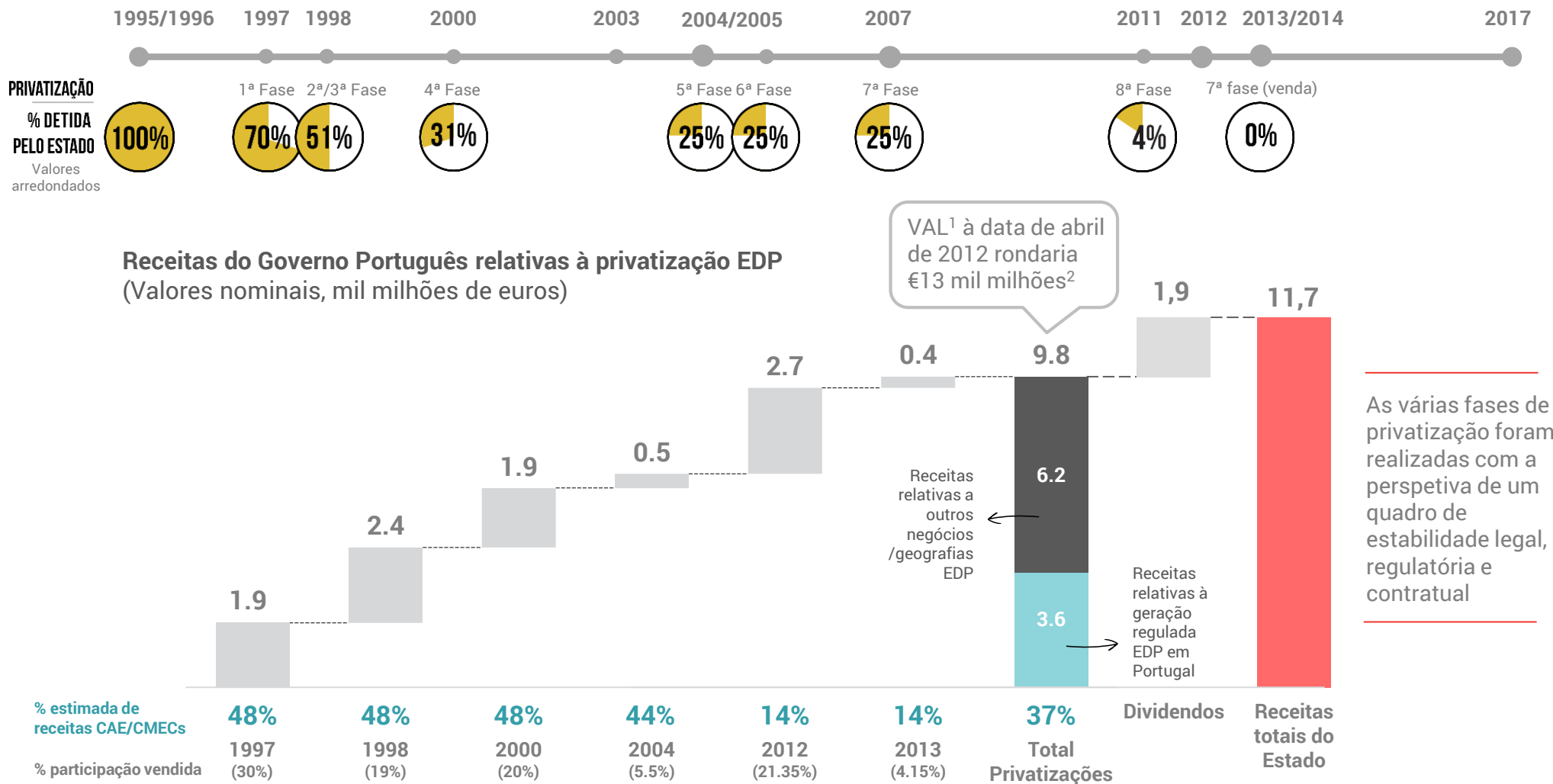


As decisões tomadas ao longo do tempo foram opções políticas legítimas e coerentes, com fundamento técnico atendendo aos respetivos contextos

O conceito das rendas excessivas só existe com base em análises técnicas erradas e sem base legal

O processo foi transparente, definido e aprovado pelo Governo com autorização legislativa da Assembleia da República e validado pela Comissão Europeia

2/ 1995-2011 | A política energética permitiu que o Estado-acionista encaixasse mais de 15 mil milhões de euros com a privatização e dividendos a valores de hoje

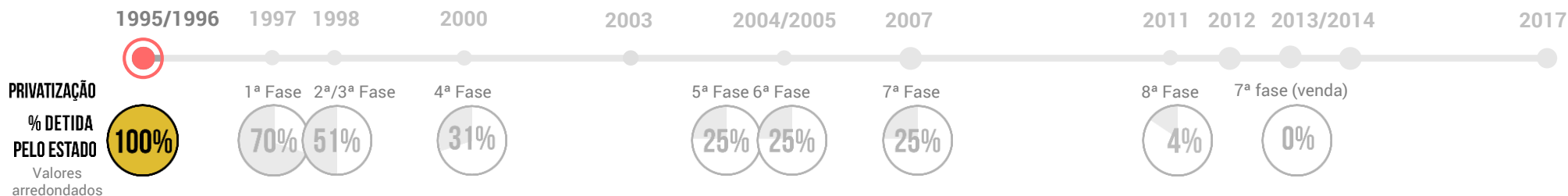


Valores nominais calculados com base em relatórios de research publicados em 2004 e 2012.

Em 2007 o Governo procedeu à determinação das condições concretas para dispersar os 4,144% do capital da EDP via obrigações com opção de permuta por ações. No final de 2012, o Estado optou por fazer o reembolso antecipado do referido empréstimo e vendeu, em 2013, as ações subjacentes ao mesmo. A decisão do Governo ocorreu em 2007 e o encaixe em 2013

¹ Valor atual líquido ² Receitas da privatização (excluindo dividendos) capitalizadas à taxa de juro das Obrigações do Tesouro a 2 anos

2/ 1995-1996 | A criação dos CAE visou captar investimento e introduzir novos *players* para estabelecer um quadro regulatório estável que viabilizou a privatização da EDP



1995 A CRIAÇÃO DOS CAE

CAE surgem no âmbito da definição das bases de organização do sector

Reorganização clarificou o enquadramento operacional e remuneratório da atividade de produção

Permitiu atrair investimento estrangeiro numa altura em que o Estado não tinha recursos para investir em nova capacidade de produção

Remuneração fixada através de concurso internacional competitivo

1996 A APLICAÇÃO DOS CAE À EDP

Governo decidiu alargar os CAE criados em 1995 às centrais da EDP, definindo o seu enquadramento legal, operacional e remuneratório

Nível de remuneração foi estabelecido a um nível inferior ao do processo competitivo das outras centrais CAE (Turbogás e Tejo Energia) em cerca de menos 150 *basis points*

Decisão viabilizou o processo de privatização da EDP



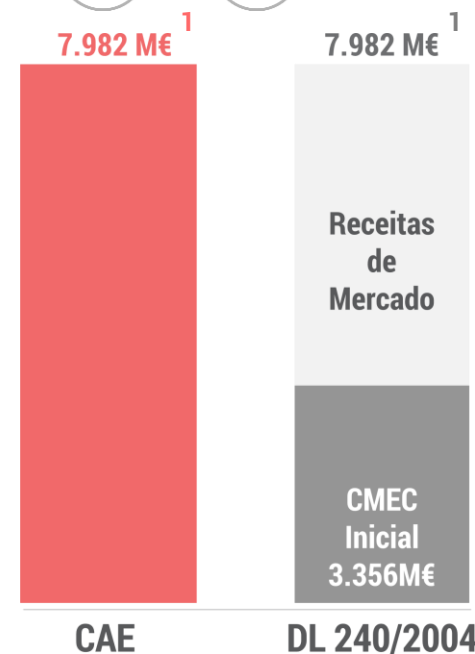
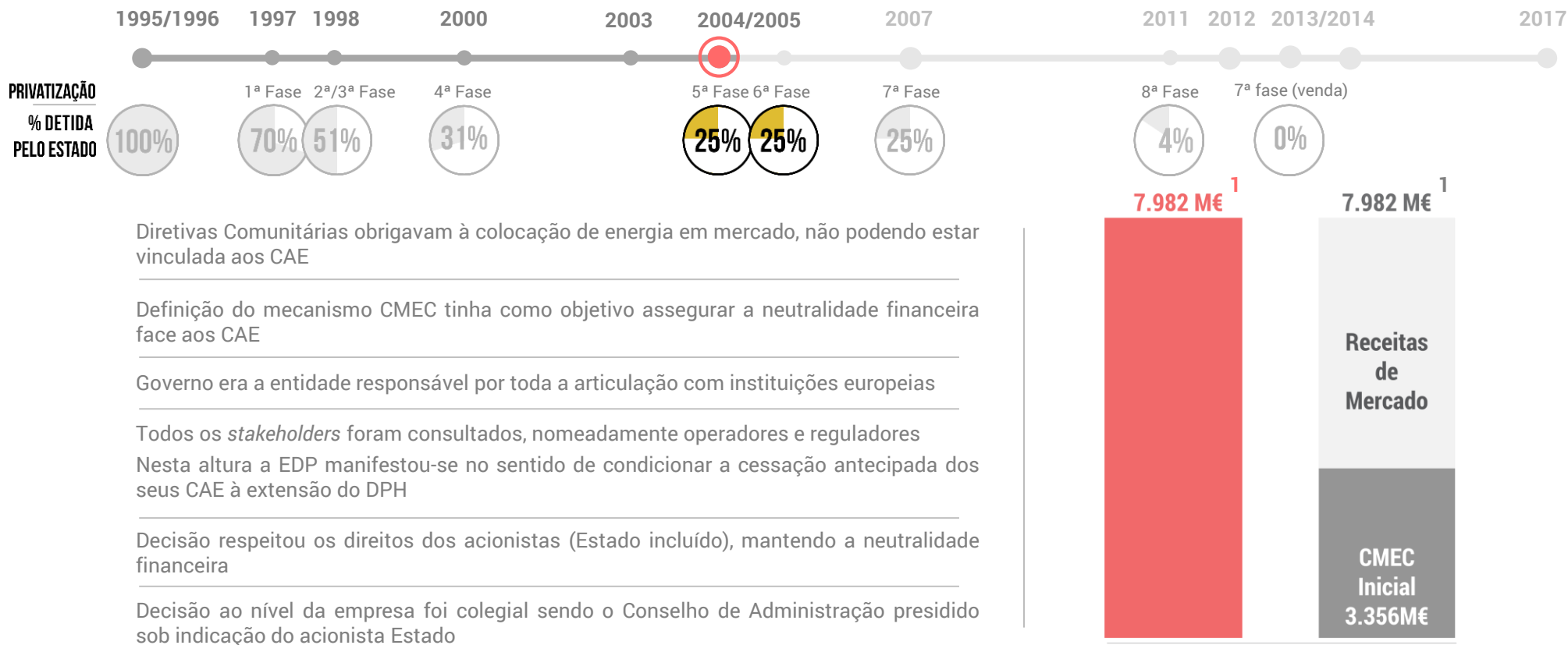
Em 1996 ficou estabelecido que, caso a EDP não continuasse a operar as centrais no termo dos CAE, teria a receber o Valor Residual (*Cláusula 26.3.1.1 do CAE*)

O DL 182/95 determinou que as licenças de produção não vinculada (tal como Sines) não têm prazo (*DL 182/95, artigo 60ª, n.º 4*)

PODERIA TER SIDO DIFERENTE?

Sem o estabelecimento dos CAE a empresa não seria solvente e a privatização não teria sido possível

2/ 2003-2005 | A liberalização do mercado obrigou à cessação antecipada dos CAE e à adoção de um mecanismo de equilíbrio contratual



PODERIA TER SIDO DIFERENTE?

O Estado teria de pagar em 2004 mais de 10 mil milhões de euros, entre lucros cessantes de CAE e valor residual das centrais

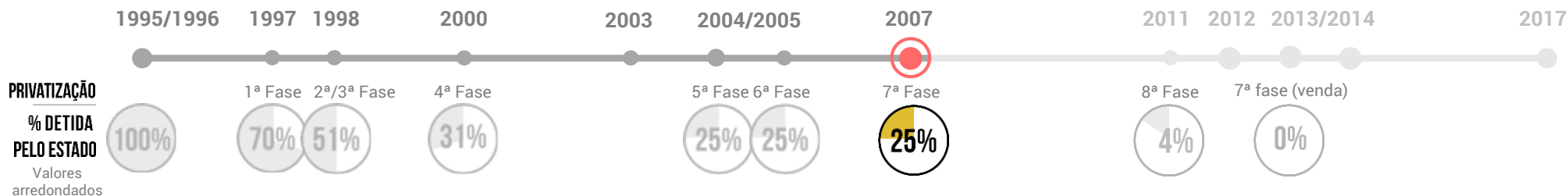


Processo de passagem de CAE para CMEC foi escrutinado pela Comissão Europeia, que considerou a compensação adequada e estritamente necessária



Parlamento aprovou a autorização legislativa para o decreto-lei dos CMEC que reconhece o direito à EDP de continuar a explorar os aproveitamentos até ao termo da vida útil das infraestruturas de construção civil, abdicando do Valor Residual

2/ 2007 | As decisões tomadas em 2007 na implementação dos CMEC resultaram numa diminuição do CMEC inicial em 75%



O QUE MUDOU NOS CMEC EM 2007?

O Governo decidiu alterar o **preço de mercado de 36€/MWh para 50€/MWh**, para maior aderência aos parâmetros de mercado, mantendo a neutralidade financeira para a EDP, embora com mais risco para a empresa¹, diminuindo o valor do CMEC inicial de 3.356M€ para 833M€

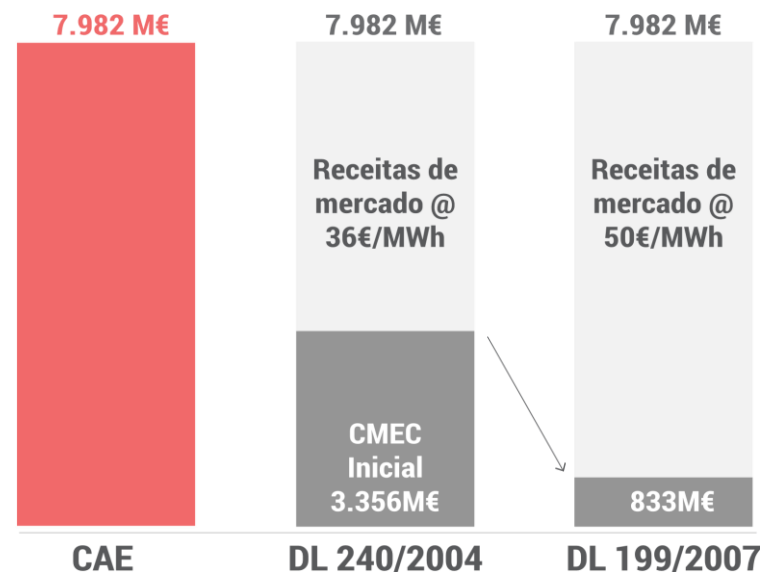
- De acordo com o Parecer ao Projeto de Decreto-Lei (DL 199/2007), *"a ERSE não tem qualquer reserva legal quanto à natureza e alcance das alterações consignadas"*

A **taxa de juro foi fixada nos 7,55%**², aplicando-se estritamente os critérios que tinham ficado definidos no DL 240/2004, não se verificando nenhuma arbitrariedade



Conforme definido no artigo 5º, n.º 4, b), i), do DL 240/2004 *"a taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir, com uma antecedência mínima de 15 dias em relação à data de cessação antecipada dos CAE de cada produtor, por portaria do membro do Governo responsável pela área de energia"*, veio a ser concretizada através da Portaria 611/2007

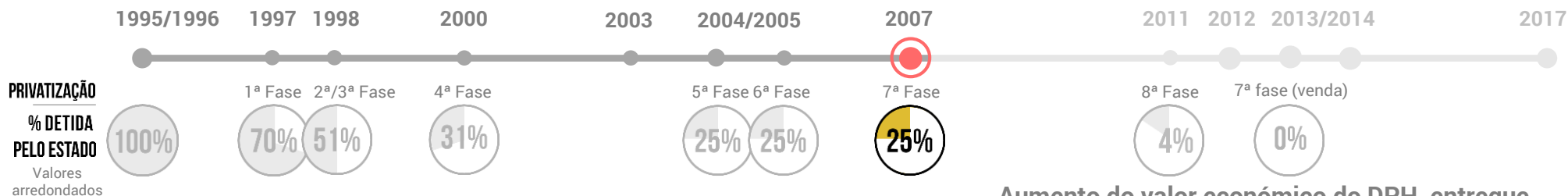
CMEC inicial a receber desceu 75%, o que representou um maior risco para a EDP



PODERIA TER SIDO DIFERENTE?

O Estado teria de pagar em 2007 mais de 9 mil milhões de euros à EDP, entre lucros cessantes de CAE e valor residual das centrais

2/ 2007 | A EDP pagou 2.115 milhões de euros pela extensão do DPH, incluindo 759 milhões de euros adicionais não previstos em 2004



O QUE MUDOU NO DPH EM 2007?

Estado exigiu uma compensação adicional à EDP para prolongar o DPH, em relação ao que estava definido no DL 240/2004

Além de ter prescindido do recebimento do Valor Residual (1.356M€), a EDP procedeu ao pagamento de um valor de equilíbrio económico-financeiro de 759M€, não previstos em 2004

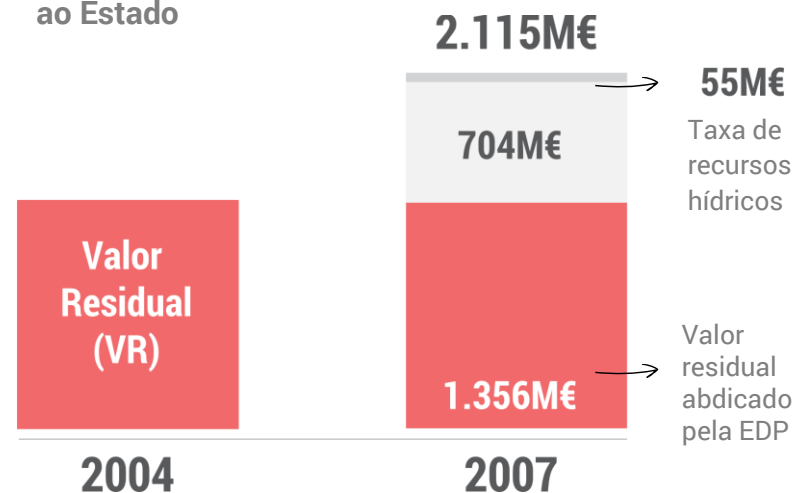
Foi o Estado que definiu os valores adicionais que a EDP iria pagar, de acordo com avaliações de duas entidades financeiras independentes – Caixa BI e Credit Suisse



1. Os CAE de 1995/1996 previam a possibilidade de continuar a explorar as centrais para além do fim do contrato e consequentemente do próprio DPH (Cláusula 25.1.1 dos CAE)

2. Adicionalmente, a EDP tinha o direito à extensão do DPH segundo o despacho 14315/2003 (art.º1) e o DL 240/2004 tendo manifestado a intenção de exercer essa opção nos acordos de cessação: *“No caso dos produtores hidroelétricos, caso o produtor pretenda manter a exploração até ao termo da concessão do domínio hídrico, aquele valor residual poderá ser deduzido do valor, reportado à mesma data”*

Aumento do valor económico do DPH entregue ao Estado

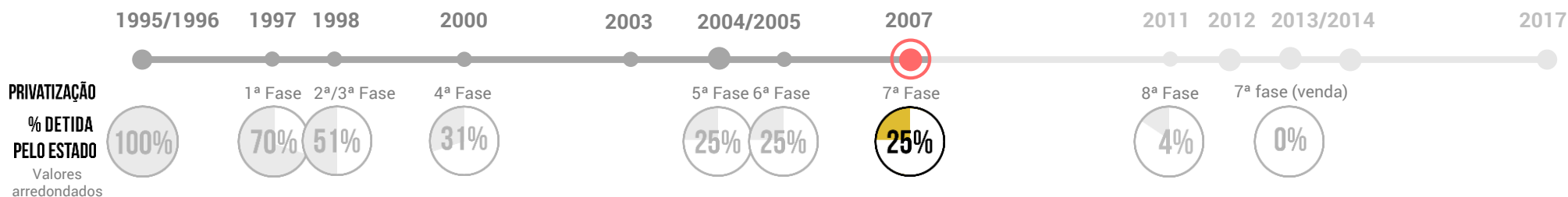


De um valor de equilíbrio económico-financeiro de 759M€, reverteram 466M€ para as tarifas de 2008

PODERIA TER SIDO DIFERENTE?

Caso o Estado tivesse optado pela realização de concursos para a exploração do DPH teria um custo certo muito elevado para o OE ou consumidores e uma receita incerta (designadamente novo operador teria de reequipar as centrais)

2/ 2007 | Foram emitidas licenças de produção não vinculada para todas as centrais ex CAE de acordo com o estabelecido legalmente desde 1995



1995

Central de Sines (bem como todas as outras centrais), no âmbito do CAE detinha licença **vinculada com prazo de duração determinado** (31.12.2017)

2004

DL 240/2004 determinou que a cessação antecipada dos CAE fosse acompanhada da atribuição aos produtores dessas licenças de produção a emitir em conformidade com a legislação em vigor (DL 182/95)



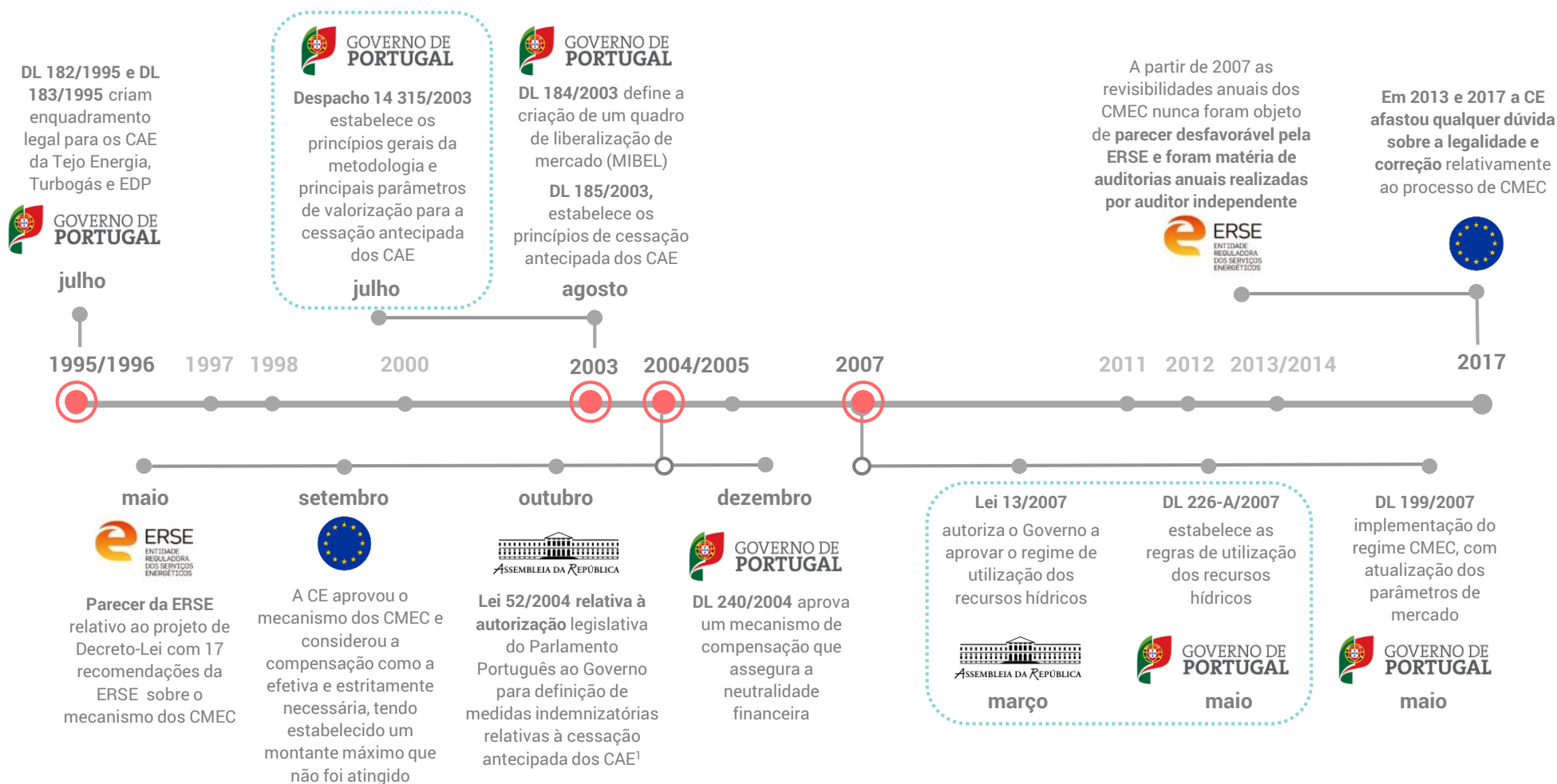
Regime legal relativo às licenças em vigor (com origem em 1995 e reiterado no artigo 18.º do DL 172/2006, republicado pelo DL 215-B/2012) estabelecia que as licenças de produção não estão sujeitas a prazo de duração

No âmbito da extinção dos CAE e substituição pelo regime dos CMEC, a EDP ficou responsável pelo pagamento dos custos de desmantelamento da central de Sines, assim como das centrais de Setúbal, Carregado e Tunes, desonerando o Estado em dezenas de milhões de euros. De acordo com o regime CAE, a REN não poderia entregar a exploração das centrais a terceiros, usando os equipamentos da EDP

A atribuição de licença de produção em regime ordinário a Sines não poderia impor prazo algum, sob pena de violar a lei, sendo esta atribuição um mero ato administrativo

**2/ Conclui-se que as alterações de
2007 foram desfavoráveis para a
EDP**

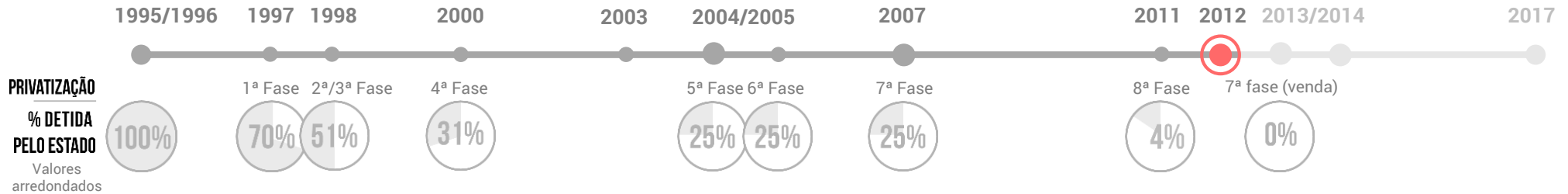
2/ O processo foi transparente, definido e aprovado pelo Governo com autorização da Assembleia da República e validado pela Comissão Europeia



Peças legislativas com impacto no processo do Domínio Público Hídrico

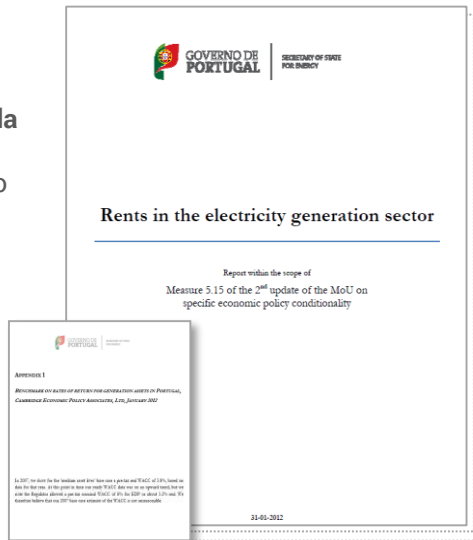
3/ As “fontes” da ficção das rendas excessivas

3/ 2012 | O relatório da SEE de 2012 padece de erros técnicos importantes e usa argumentos *ad-hoc* mesmo quando estes são claramente insustentáveis



Não existe relatório de Cambridge (CEPA), sendo este apenas um anexo ao relatório da SEE que, aliás, valida uma das taxas utilizadas neste processo

O anexo da CEPA limita-se a uma análise sobre taxas de WACC



Cálculo do CMEC inicial

Extensão do DPH

QUAIS SÃO OS ERROS?

Confunde o conceito de taxa de rentabilidade com o de taxa de desconto

Usa erradamente uma taxa de rentabilidade de 1996 para descontar (em 2004 e 2007) *cash flows*. O correto seria utilizar uma taxa de desconto apropriada em 2004/ 2007 ao risco dos fluxos financeiros futuros

Não tem em conta que para fluxos de caixa futuros com perfis de risco diferentes (CAE vs. risco de mercado) devem ser utilizadas taxas de desconto diferentes

Ignora que a EDP tinha direito à **extensão do DPH** desde 2003

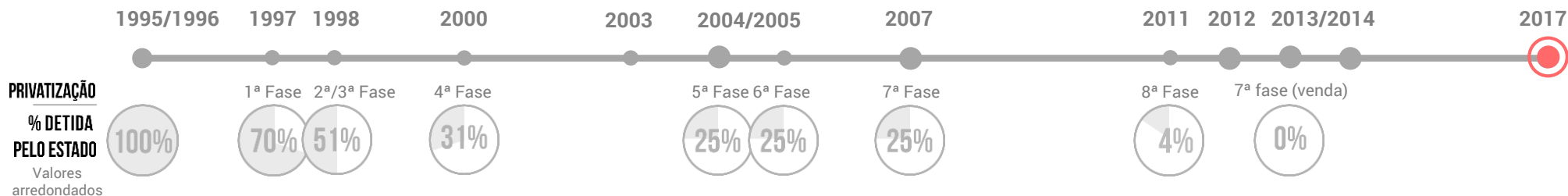


Queixa apresentada na CE em setembro de 2012 por alegados Auxílios de Estado ilegais envolvendo a cessação antecipada dos CAE e a implementação dos CMEC e a extensão do direito de utilização do DPH

DECISÃO | Não há rendas excessivas

O anexo CEPA conclui que a taxa de 7,55%¹ usada para efeitos do cálculo da anuidade do CMEC inicial é adequada estando mesmo no limite inferior do intervalo 7,51% – 7,92%

3/ 2017 | A ERSE alega, sem fundamento legal ou económico, que a EDP teve um benefício de 510 milhões de euros na passagem de CAE para CMEC



QUAIS SÃO OS ERROS?



2004
Taxas de Juro
€125M

2004
Testes à Disponibilidade das centrais
€285M

Coeficientes de ajustamento ao Valorágua
€90M

Licenças de CO₂
€10M

- Os *cash flows* com maior perfil de risco (CMEC sem revisibilidade) devem ser descontados com **taxas de juro mais elevadas**
- A CE validou em 2004 e 2013 este entendimento quando analisou o processo
- A atuação em mercado é o melhor controlo de que a **disponibilidade declarada é a real**, uma vez que o produtor só pode oferecer se houver disponibilidade (além de estar sujeito a penalidades em caso de incumprimento)
- A REN sempre pôde efetuar os testes de disponibilidade¹ aplicando a lei geral
- As disponibilidades verificadas no período com testes (obrigatórios pós-2013) foram inclusivamente superiores às reportadas no período sem testes (em média Km > 1) conforme reconhecido pela REN dado o normal funcionamento do sistema
- O modelo Valorágua tende a **sobrestimar as produções das centrais, pelo que terá de ser corrigido (99% e não 100%)**
- Este modelo usa informação *ex-post*, que os agentes não possuem quando operam, **pelo que é tecnicamente necessária a correção do modelo**
- O fator de emissão de CO₂ teórico foi determinado pela média histórica das emissões reais
- O regime dos CMEC é tipicamente baseado em valores teóricos e modelação

80% dos 510M€ refere-se a temas antigos "reciclados" das críticas da ERSE de 2004 antes do DL 240/2004

O despacho de homologação do ajustamento final (SEE) considera que as alterações legais necessárias à captação desses valores seriam de constitucionalidade duvidosa. Também um estudo feito pela Deloitte confirma que os parâmetros utilizados pela ERSE não se encontram previstos na legislação em vigor

3/ Apesar do parecer negativo, no âmbito da preparação do DL 240/2004, entre 2007 e 2017 a ERSE nunca emitiu parecer desfavorável sobre CMEC e renováveis

Parecer sobre o projeto de DL dos CMEC

Maio 2004

Decreto Lei 240/2004

A ERSE remeteu ao Governo o seu parecer tendo identificado “17 problemas”

Grande parte dos problemas tem na sua base preocupações de impactos tarifários, descurando outras considerações fundamentais como a da manutenção do equilíbrio contratual e as imposições da Comissão Europeia

ERSE vaticinava que a aprovação do DL 240/2004 iria dificultar “*a manutenção e o desenvolvimento da liberalização do sector elétrico (...)*”, o que não se veio a verificar



Parecer sobre a alteração dos preços de referência

2007

DL 199/2007 veio alterar o DL 240/2004, com o objetivo de atualizar o preço de referência do mercado (anteriormente fixado em 36€/MWh) para 50€/MWh

- ERSE emite parecer afirmando que “*não tem qualquer reserva legal quanto à natureza e alcance das alterações consignadas*”



Parecer sobre a revisibilidade dos CMEC para o 2.º semestre de 2007

Agosto 2008

ERSE “*emite um parecer favorável*” relativo ao mecanismo de revisibilidade para o 2.º semestre de 2007

- ERSE emitiu pareceres similares em anos subsequentes



Parecer sobre a alteração da taxa de juro dos CMEC

Janeiro 2013

“*Considerando que a alteração proposta vem beneficiar os consumidores de energia elétrica, ao permitir a revisão em baixa da taxa aplicável ao montante em dívida dos CMEC de forma permanente, a ERSE nada tem a opor ao projeto de diploma*”

- Portaria 85-A/2013, altera a taxa de juro da anuidade dos CMEC de 7,55% para 4,72%



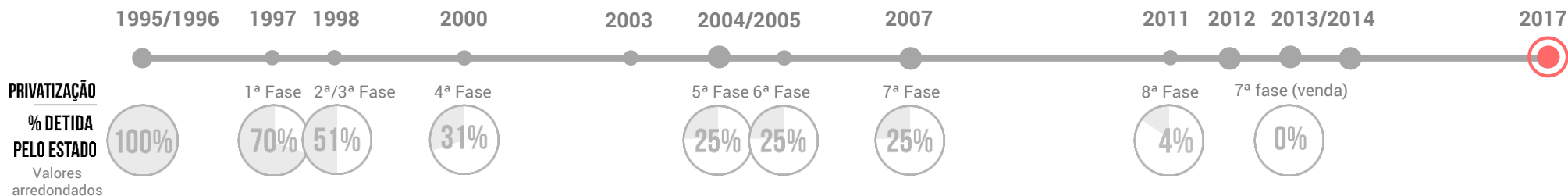
Parecer sobre os impactos do DL 35/2013 nos custos do SEN

Maio 2017

ERSE faz uma avaliação agregada do tema das eólicas e PCH e **conclui que o SEN beneficiou na globalidade**

“*Em todos os cenários de preços de energia elétrica, com exceção dos preços que terão estado na origem das simulações do RMSA-E 2012, o VAL dos impactos anuais agregados resultantes da aplicação do Decreto-Lei n.º 35/2013 é negativo, isto é, este diploma gerou um menor custo para o SEN*”

3/ 2017 | A Comissão Europeia arquivou definitivamente a investigação aos CMEC e ao DPH, considerando que a opção do Governo foi adequada e o preço pago justo



Excerto da decisão de 2013 da Comissão Europeia

“a Comissão concluiu que o mecanismo de compensação de custos ociosos (CMEC) era compatível com o mercado interno, nos termos do artigo 107.o, n.o 3, alínea c), do TFUE. A informação disponível sobre a aplicação do mecanismo não permite concluir nesta fase que o auxílio tenha sido utilizado de forma incorreta ou que tenha deixado de ser compatível com o mercado interno.”¹

Excerto do comunicado de 2017 da Comissão Europeia

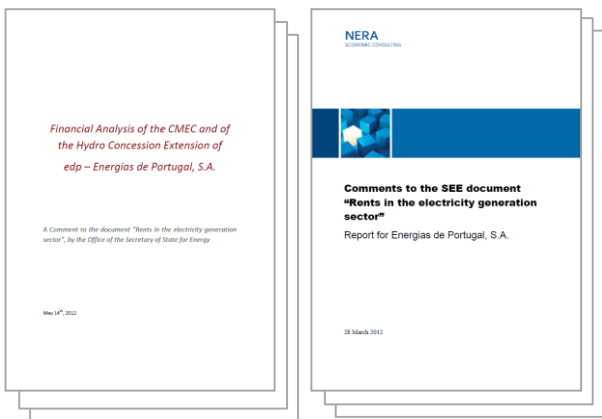
“compensação paga era compatível com as condições de mercado (...) a metodologia financeira utilizada para avaliar o preço (...) foi adequada e resultou num preço de mercado justo”²

¹ Notificação da Comissão Europeia a Portugal sobre início de procedimento relativo a Auxílio estatal SA.35429 (2013/C) (ex 2012/CP) — Extensão da utilização dos recursos hídricos para produção de energia hidroelétrica

² Press Release da CE de 15 de maio 2017: Auxílios estatais: Comissão considera que a extensão das concessões hidroelétricas atribuídas por Portugal à EDP não envolve um auxílio estatal



3/ Além da NERA e de professores do ISEG, também professores da Nova concluem pela neutralidade (ou até penalização) dos CMEC face aos CAE



"We find no evidence of excessive compensation attributed to EDP in 2007 when its power generator agrees to early terminate its CAEs/PPAs"

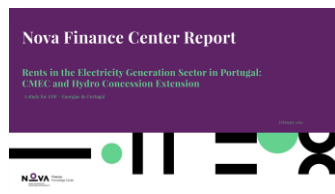
Prof. João Duque (ISEG) ~100M€/ anuidade

"The proposal by the SEE to use the discount rate for a generator faced to market risks would be inconsistent with the risk profiles of the PPA"

NERA Economic Consulting ~105M€/ anuidade

vs.

82M€ fixados inicialmente
e 62M€ a partir de 2012



Os Professores Miguel Ferreira e Fernando Anjos da Universidade Nova SBE concluíram:



Não há evidência de rendas excessivas



Passagem de CAE para CMEC foi justa do ponto de vista económico e financeiro

- A ter acontecido algum desvio, foi desfavorável para a EDP



O relatório da SEE de 2012 padece de erros técnicos importantes e usa argumentos *ad-hoc* mesmo quando estes são claramente insustentáveis



Valor da anuidade inicial dos CMEC é baixo e deveria ter sido de €108M/ano

- Passagem CAE/CMEC teve um impacto negativo na EDP superior a €200M



Valor pago pela extensão do DPH é razoável, apesar de ser superior à avaliação resultante da análise de €687M¹

Os vários estudos realizados por professores do ISEG, da Nova e da consultora NERA confirmam que a rentabilidade dos CMEC é adequada e a metodologia de valorização da extensão do DPH correta

4/ Além das rendas excessivas há 2 mitos:

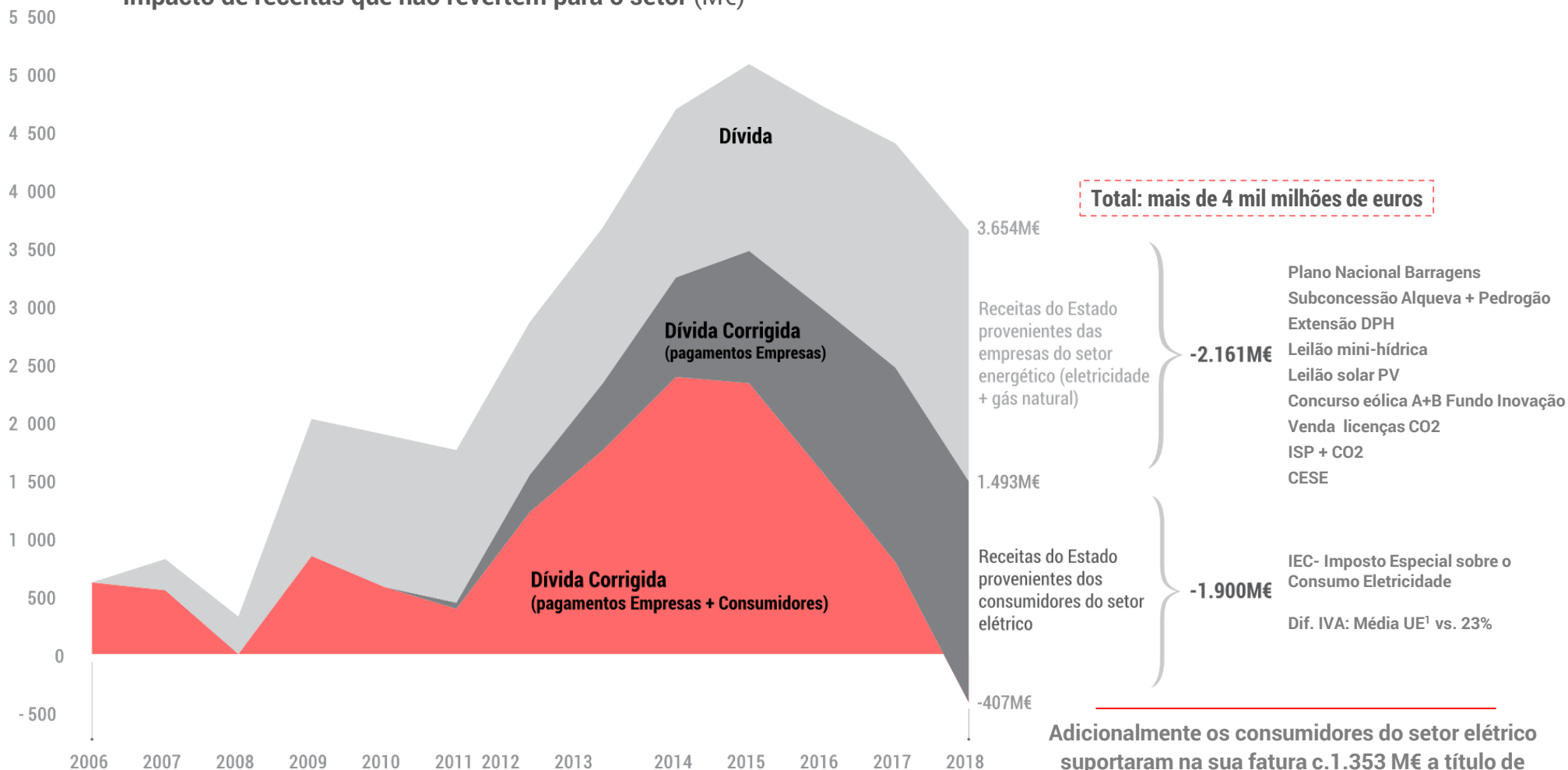
**EDP beneficia com o
défice tarifário**

**Há falta de concorrência
na Energia**

“Défice tarifário” resulta de escolhas políticas iniciadas na década de 1960, tendo o seu financiamento sido imposto à EDP

4/ Entre 2006-2018, o Estado recebeu das empresas do setor e dos consumidores de eletricidade mais do que suficiente para eliminar o défice tarifário

Evolução da dívida tarifária do setor elétrico:
impacto de receitas que não revertem para o setor (M€)



4/ O financiamento do défice tarifário foi imposto pelo Governo à EDP

- A EDP financia o défice tarifário em benefício de uma estabilidade de preços para os consumidores
 - Em 2014, a EDP chegou a ter contabilizados €5 mil milhões no seu balanço
- O financiamento implicou que a EDP tivesse de se financiar junto de instituições financeiras e recorrer a capitais próprios impedindo a realização de investimentos na sua atividade
- Este financiamento implicou vários custos para a EDP:
 - Custo de oportunidade de não investimento em projetos com taxas de remuneração superiores face ao ganho com os juros de financiamento
 - *Rating* EDP negativamente afetado pelo aumento da dívida EDP

O financiamento do setor e de políticas de estabilização tarifária não fazem parte do *core business* da EDP. Retirar esta obrigação à EDP seria o mais adequado

4/ Além das rendas excessivas há 2 mitos:

EDP beneficia com o
défice tarifário

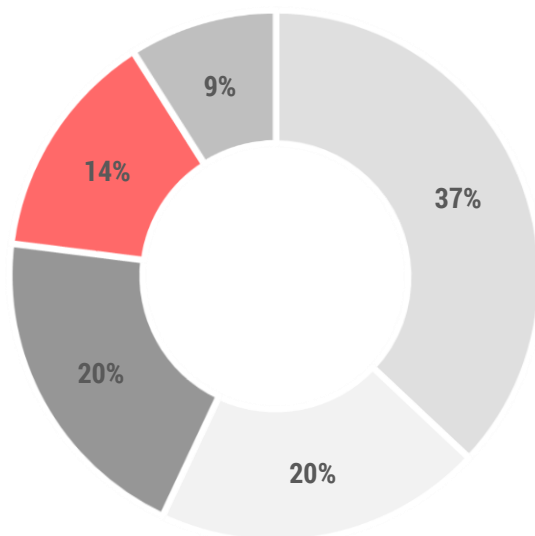
**Há falta de concorrência
na Energia**

**O mercado de produção tem
dimensão Ibérica e o mercado livre
já conta com mais de 25 operadores
representando mais de 80% dos
clientes e mais de 90% do consumo**

4/ A extinção dos CAE e substituição pelos CMEC, iniciada em 2004, permitiu a criação de um mercado ibérico de produção liberalizado e competitivo

Quotas de produção na Península Ibérica
% 9M 2018

■ Outros ■ Iberdrola ■ Endesa ■ EDP ■ gasNatural fenosa

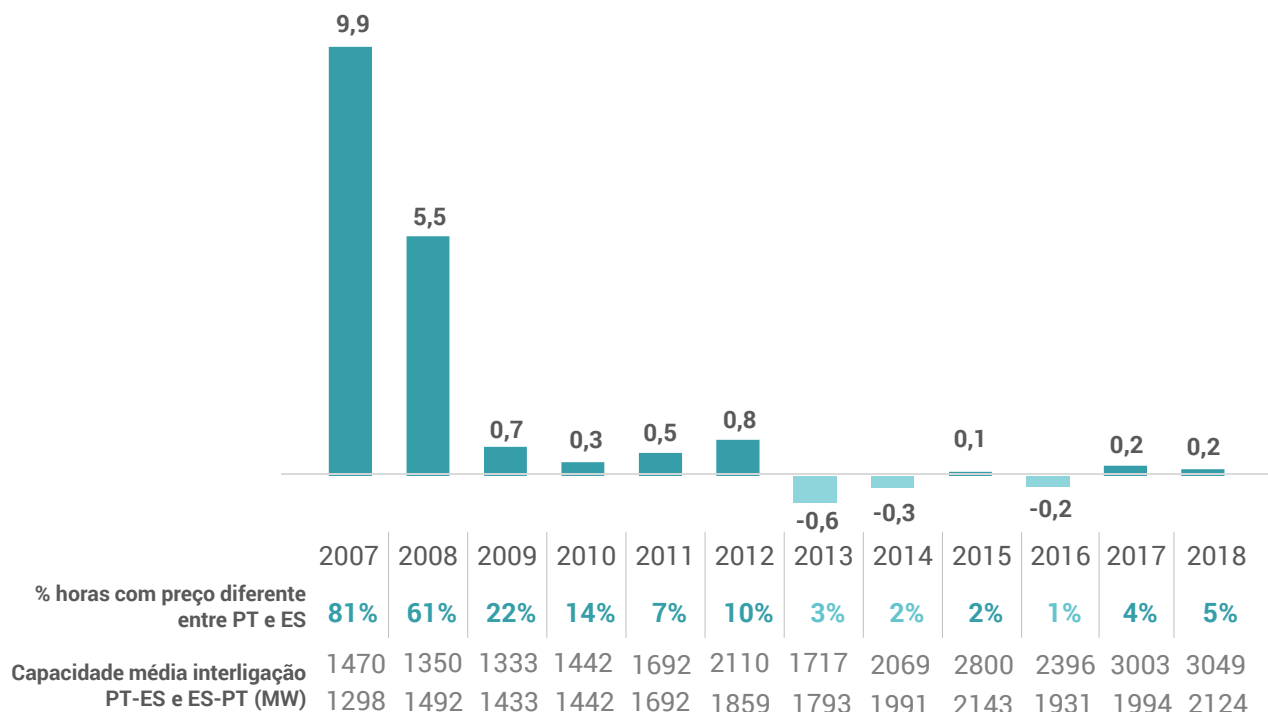


Fonte: REE, REN, EDP, Eurostat

PT/ES *market splitting*¹

€/MWh, 2007-2018

■ Mais caro em Portugal ■ Mais caro em Espanha

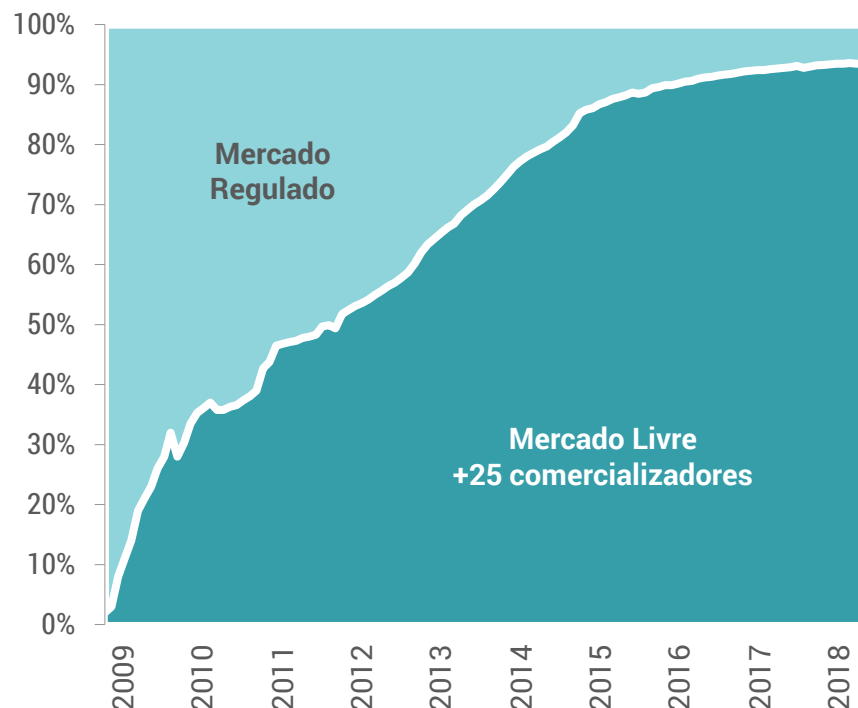


A interligação entre Portugal e Espanha duplicou entre 2007 e 2018.
A concorrência deve ser sempre analisada ao nível da Península Ibérica

¹ O *market splitting* representa a diferença entre o preço da *pool* em Portugal e o preço da *pool* em Espanha

4/ Ao contrário do prognóstico da ERSE em 2004, a introdução dos CMEC abriu também o caminho à liberalização da comercialização de eletricidade

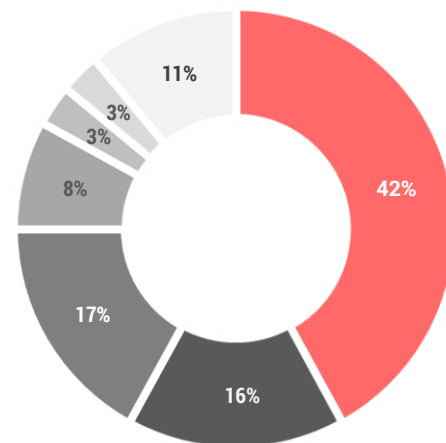
Quotas em volume dos mercados livre e regulado em Portugal
%, 2009 – 2018 (Nov)



O mercado livre já conta com mais de 25 comercializadores, representando 82% dos clientes e 94% do consumo

Quotas no mercado livre com base no consumo¹
Setembro 2018

■ Edp
■ Galp Power
■ Outros
■ Endesa
■ GasNatural Fenosa
■ Iberdrola
■ Fortia



¹ Consumo médio mensal dos últimos 12 meses

PARECER ERSE 2004

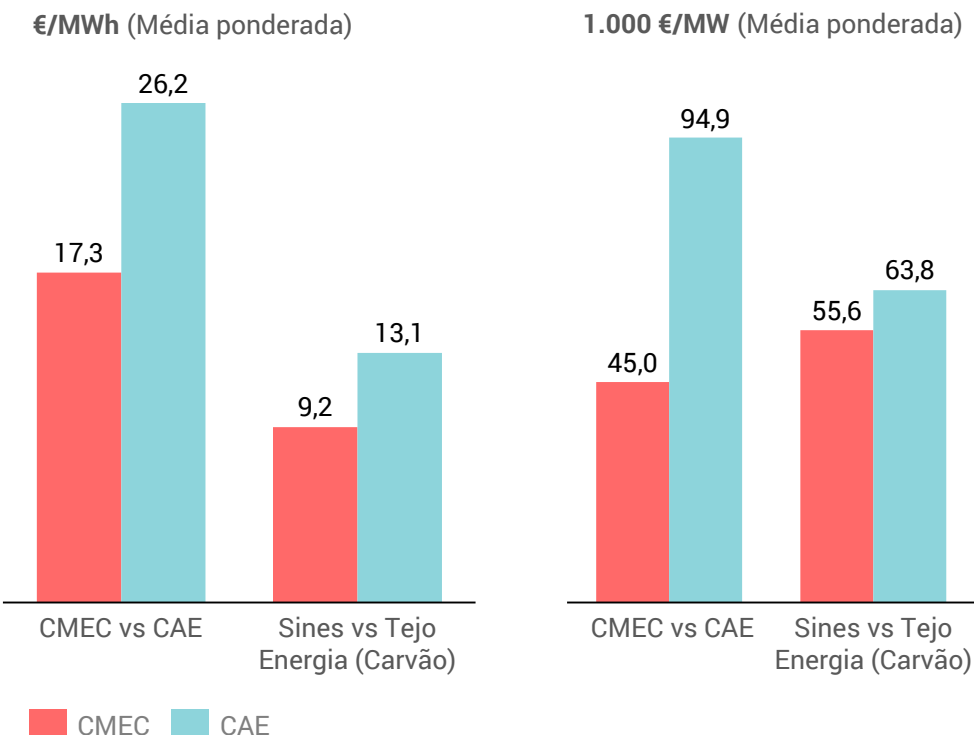
DL 240/2004 iria inviabilizar “a sobrevivência dos fornecedores que atuam no mercado liberalizado” e iria dificultar “a manutenção e o desenvolvimento da liberalização do setor elétrico iniciada em 1999 e que hoje beneficia cerca de 3000 empresas, representando cerca de 20% do consumo nacional”

BOLETIM DO MERCADO LIBERALIZADO DE ELETRICIDADE DE NOVEMBRO 2018

“Em termos de segmentos, praticamente a totalidade dos consumos de grandes consumidores está já no mercado livre ...” cerca de 85% do total do segmento (84% em dezembro de 2017)”

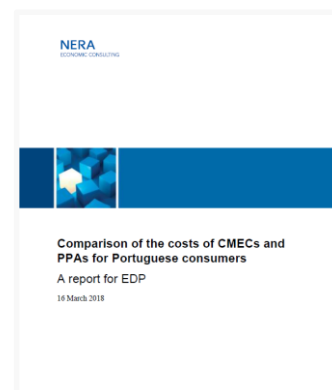
4/ Se não tivesse acontecido a liberalização do mercado e a EDP tivesse mantido os seus CAE, os consumidores portugueses teriam pago mais c.178 M€

Comparação dos custos das centrais CMEC e CAE (Valores repercutidos nas tarifas), 2007 - 2017



Nota: Para o ano de 2017 foi considerada a estimativa da ERSE nas tarifas 2017 para a produção das centrais com CAE e para as centrais com CMEC foi considerada uma estimativa EDP
Fonte: ERSE, Análise EDP

E se a EDP tivesse mantido os seus CAE?



Comparison of the costs of CMEC and PPAs 2007-17 (M€)

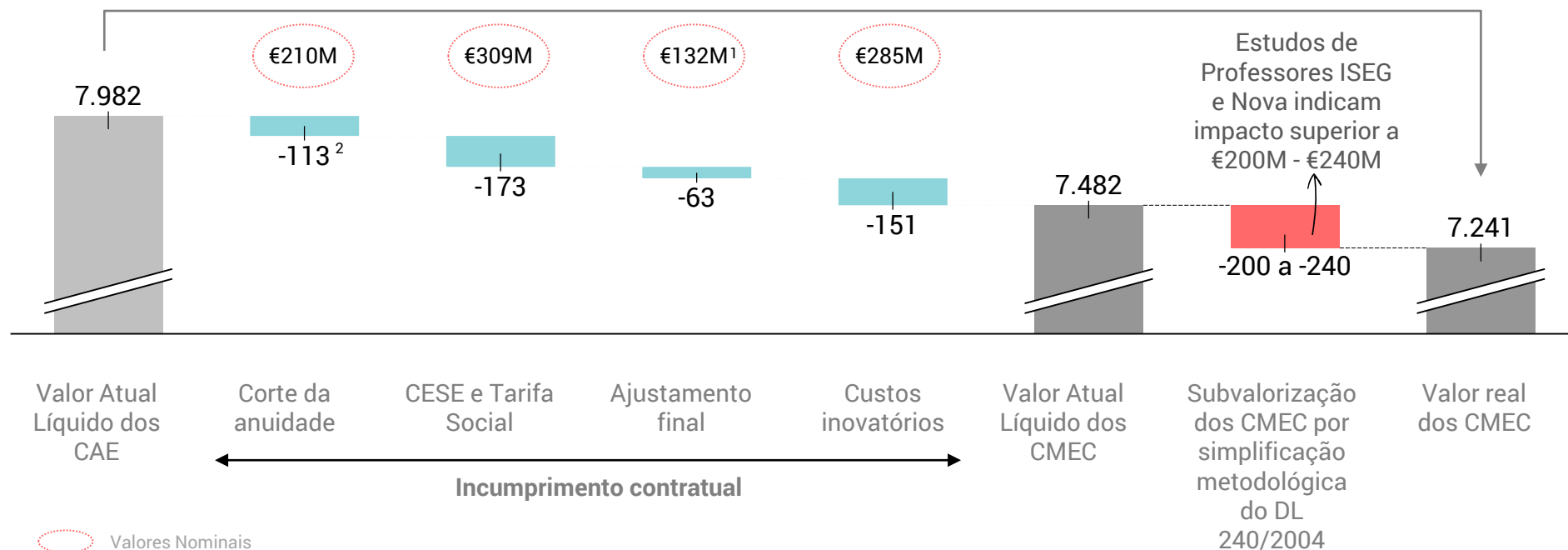
Cost of CMEC (a)	2.782,2
Cost of PPAs (b=c-d)	2.960,4
PPA payments (c)	11.317,2
MIBEL market costs (d)	8.356,8
Difference (a-b)	-178,2

Fonte: NERA calculations

De acordo com o estudo da NERA "Comparison of the costs of CMECs and PPAs for Portuguese consumers", a cessação antecipada dos CAE e a adoção dos CMEC resultou num benefício de c.178 M€ para os consumidores portugueses no período compreendido entre 2007 e 2017, face a um cenário hipotético de manutenção de CAE

4/ Estima-se que o mecanismo dos CMEC tenha um valor inferior ao dos CAE em €700M a €740M, também decorrente de incumprimento contratual

Cálculo do Valor Atual Líquido dos CMEC (2007@4,85%)
€M



Incumprimentos contratuais e simplificação metodológica impactaram a EDP em mais de €500M e €200M - €240M respetivamente

| Não há rendas excessivas na eletricidade

| A evolução do setor energético assenta numa arquitetura coerente e com fundamento técnico desenvolvida ao longo de duas décadas

| Esta arquitetura foi construída de forma transparente, definida e aprovada pelo Governo, com autorização da Assembleia da República e validada pela Comissão Europeia

| A EDP mantém com todas as instituições oficiais (Governos e Reguladores) uma relação construtiva e de colaboração, contribuindo sempre que tal cooperação é solicitada. A decisão final das medidas a aplicar no setor é sempre do Governo.

| Todas as decisões da EDP foram sempre tomadas de forma colegial nos termos dos estatutos, indicando o Estado o Presidente do Conselho de Administração e mais tarde do Conselho Geral e Supervisão

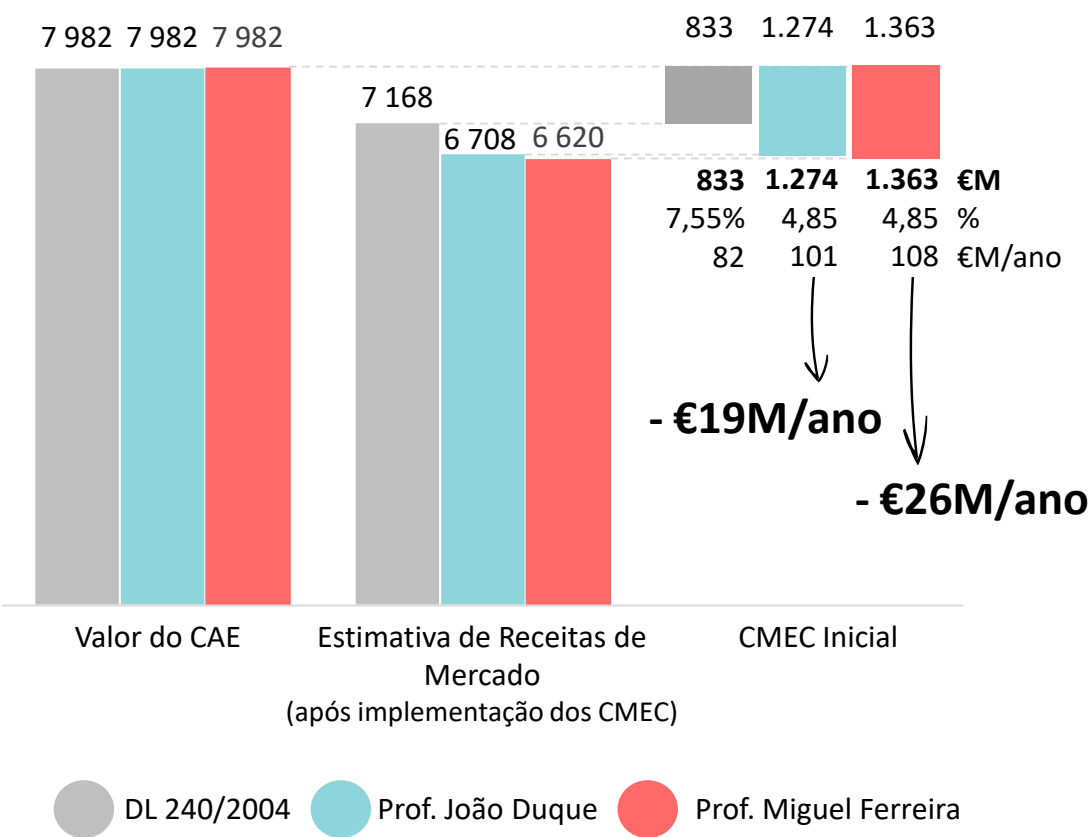
| É fundamental o foco no futuro e nos desafios do setor: descarbonização e eletrificação. É crucial lançar um reflexão sobre a transição energética que já se está a viver

edp

Segundo o Prof. João Duque, o Prof. Miguel Ferreira (e a NERA), a simplificação do Decreto-Lei 240/2004 prejudicou o produtor

Análise do estudo do Prof. João Duque (2012) e Prof. Miguel Ferreira (2019)

- 1** Descontar valor dos CAE à taxa de juro sem risco
 - OT + 25 bps → 4,85%
- 2A** Descontar estimativas de receitas de mercado nos primeiros 10 anos a uma taxa de juro sem risco, por causa da revisibilidade
 - OT + 25 bps → 4,85%
- 2B** Descontar estimativas de receitas de mercado nos últimos 10 anos a uma taxa de juro com risco, atendendo a que não há mais ajustamentos
 - Risco de mercado Prof. João Duque → 7,55%
 - Risco de mercado Prof. Miguel Ferreira → 8,23%
- 3** Calcular as anuidades baseadas numa taxa de juro sem risco, atendendo a que o recebimento das anuidades dos CMEC apresenta um baixo risco
 - OT + 25 bps → 4,85%



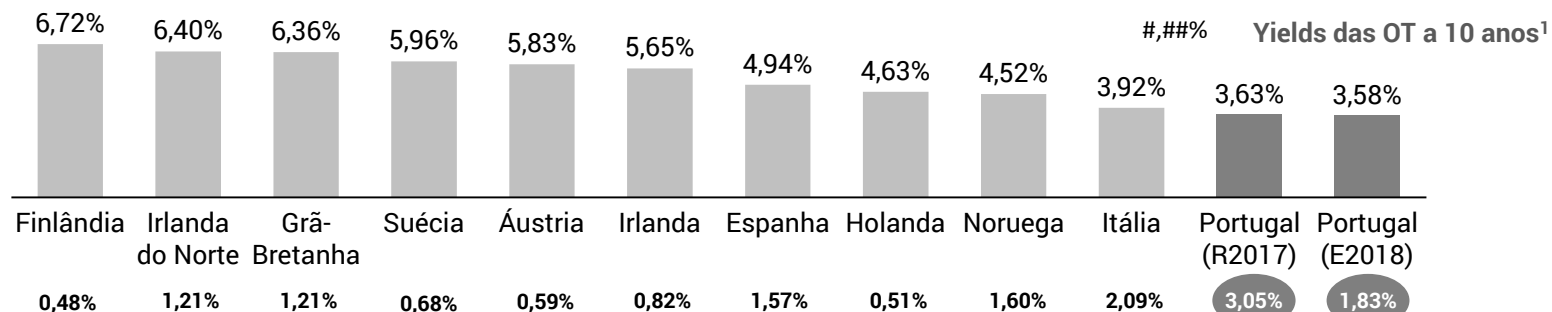
A EDP foi penalizada em c.€200M (em VAL) na componente da anuidade fixa dos CMEC em relação a um cálculo rigoroso do CMEC inicial

Caracterização do setor

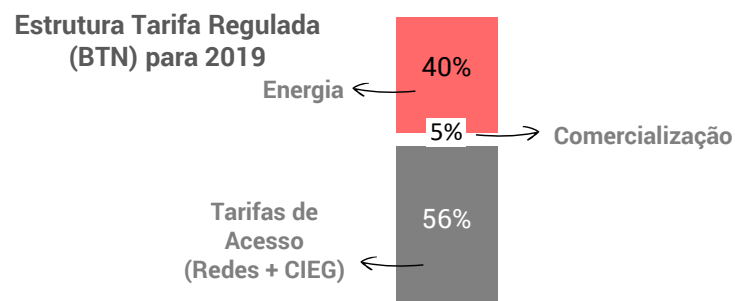
Atividade de Produção

Objeto desta CPI

Atividade de Distribuição (Prémio implícito no RoR face à média das Yields das OT a 10 anos em 2017)



Atividade de Comercialização



Acordo firmado em abril de 2012 foi resultado de processo negocial entre o Governo e a EDP, em contexto de Programa de Assistência Financeira (Troika)

A EDP considerou ser seu dever participar no esforço nacional. Assim, aceitou a redução da anuidade do CMEC (120 M€) solicitando apenas estabilidade legal e regulamentar

CMEC

Redução da anuidade do CMEC através da redução da taxa da anuidade (7,55%)

VAL: 120 M€

Anuidade equivalente 2013-2027: 13,6 M€

Garantia de Potência

(implementado mas retirado posteriormente¹)

Centrais térmicas: Incentivo à disponibilidade de 6000€/MW/ano, a conceder a partir do final do Programa de Assistência Financeira até ao final da vida útil de cada central

Centrais hídricas: Incentivo ao investimento para aproveitamentos hidroelétricos novos e reforços de potência com bombagem, a conceder durante os primeiros 10 anos. Os aproveitamentos hidroelétricos novos terão direito a 100% do incentivo ao investimento, enquanto que o valor a atribuir aos reforços de potência com bombagem será limitado a 50%

Remuneração da dívida tarifária

Compromisso por escrito de que o Governo não aprovará condições de remuneração de nova dívida tarifária abaixo do custo médio dos financiamentos mais recentes da EDP, contraídos em mercado num período suficientemente representativo e em operações com maturidade e risco comparáveis

Para efeitos da avaliação desse custo, a **EDP obriga-se a disponibilizar a informação sobre todas as operações de financiamento** que tenha efetuado nesse período

No caso de haver dúvidas, o Governo poderá apurar o custo de financiamento da EDP através de auditorias às operações de financiamento da empresa

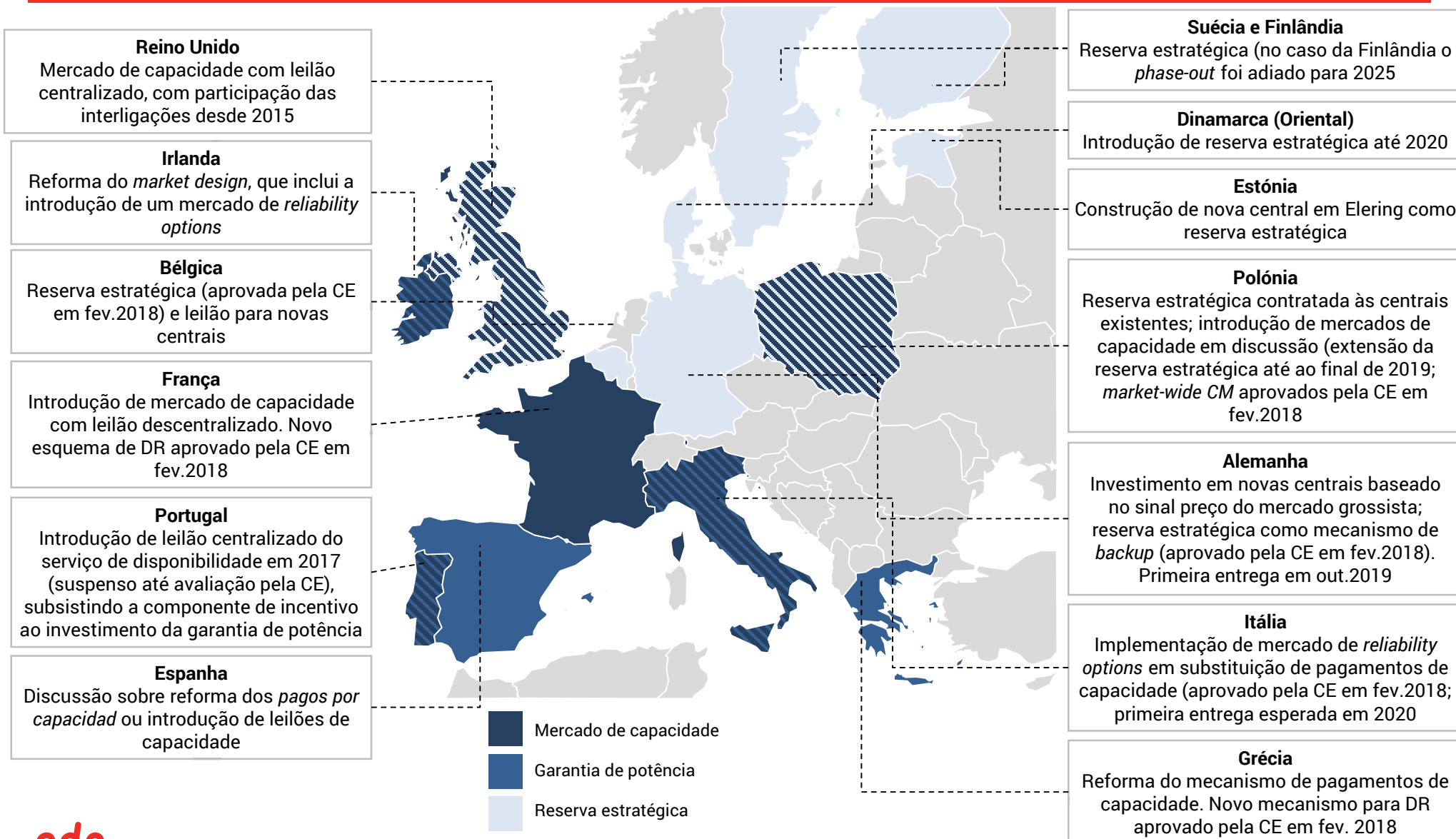
Sines

(não implementado)

Com o **objectivo de obter receitas adicionais para o sistema elétrico**, a Secretaria de Estado da Energia propôs a extensão da exploração das centrais a carvão para lá da data do fim do CAE/CMEC em regime de risco mitigado. Ou seja, com preço pela energia limitado inferior e superiormente

A EDP sujeitou a análise desta proposta a que esta fosse apresentada e aceite pelo o outro produtor com central a carvão, a central do Pego, o que não veio a acontecer

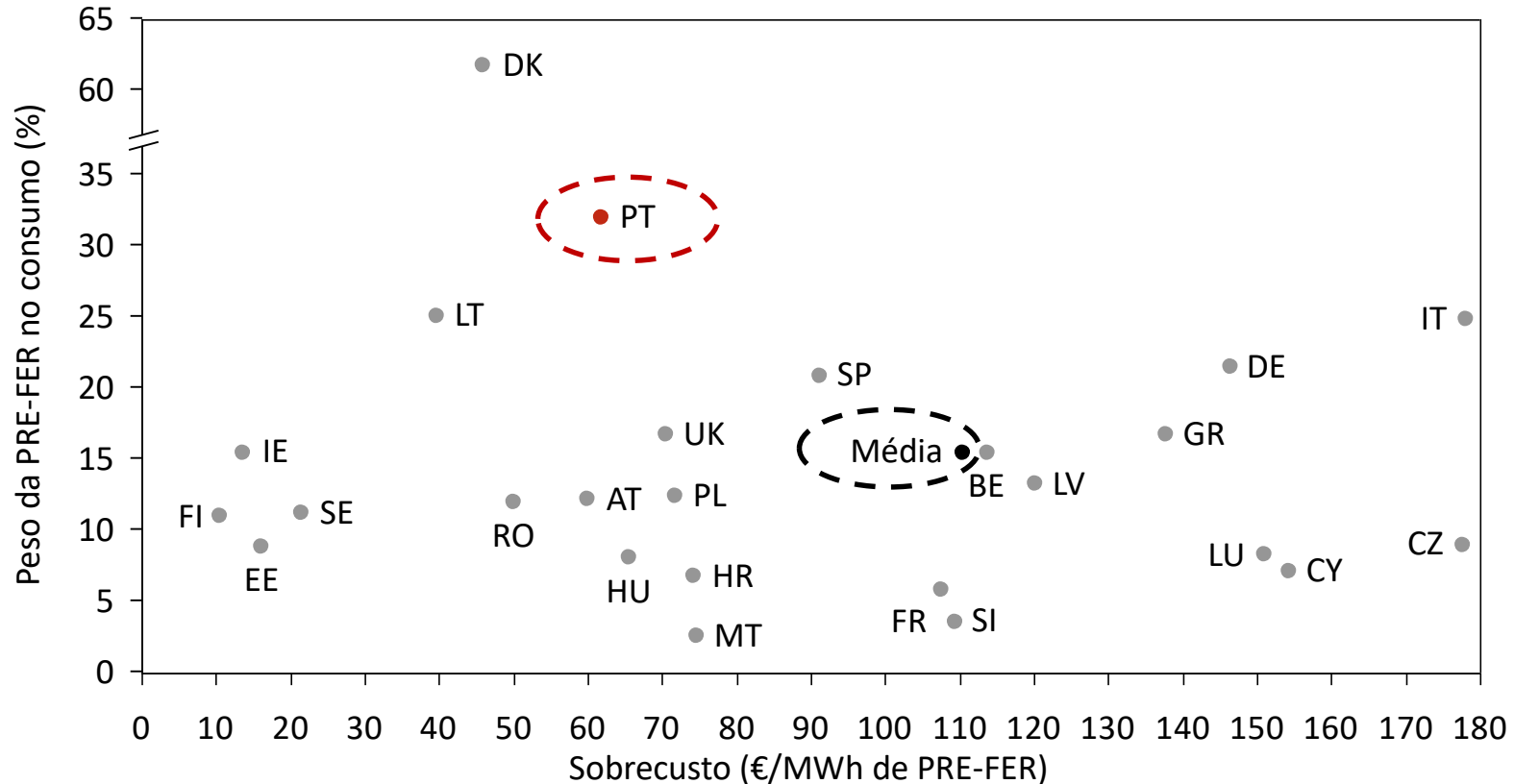
Na Europa assiste-se a uma tendência de introdução ou reforma de mecanismos de capacidade para garantir a viabilidade das centrais térmicas



Fonte: IHS e ACER (MMR 2017)

Portugal é um dos países com maior sucesso em promover a adoção de renováveis com custos abaixo da média europeia

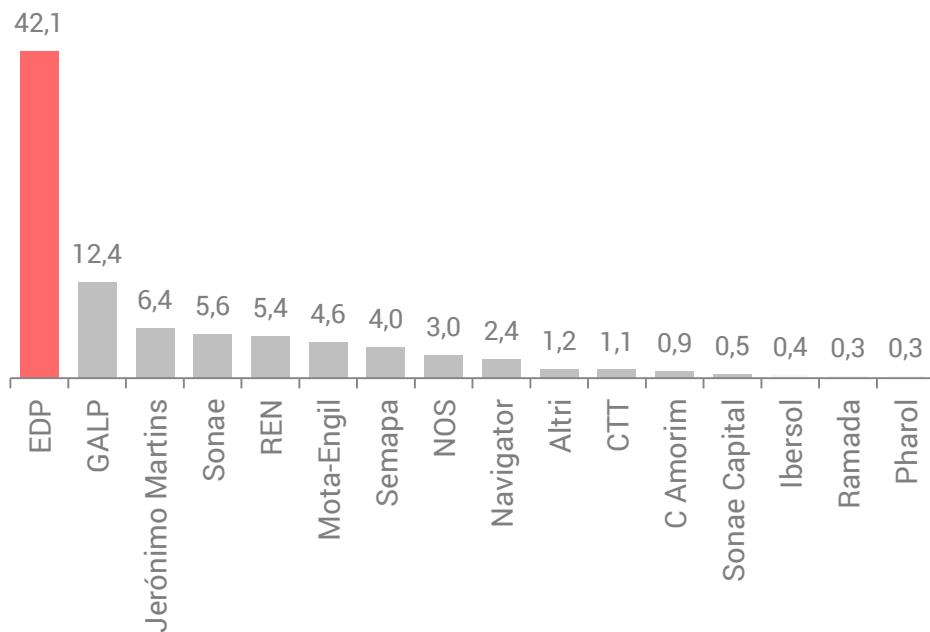
Peso da renováveis (excluindo grande hídrica) no consumo e respetivo sobrecusto nos países da UE (2014)



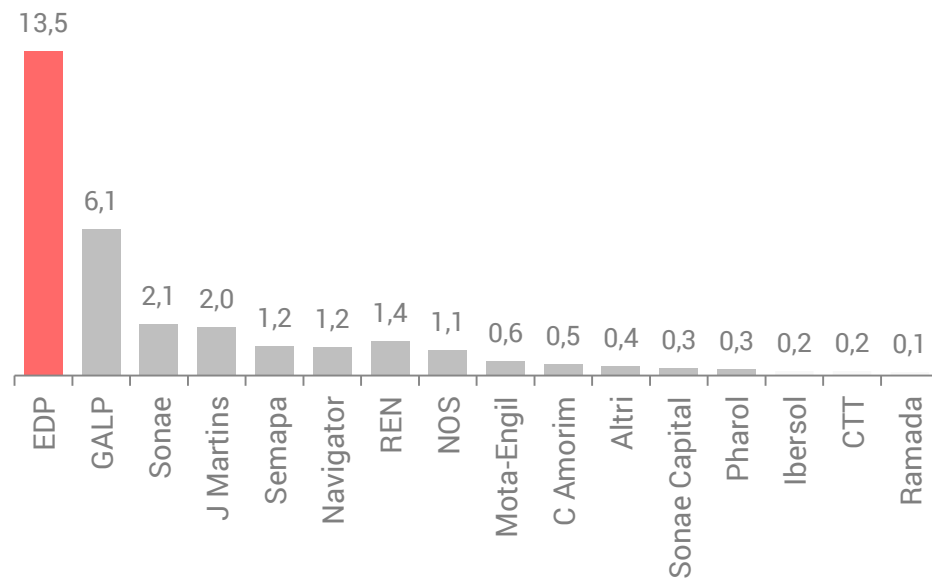
O sobrecusto das renováveis em Portugal está abaixo da média europeia, mesmo sendo dos países com maior penetração de renováveis no sistema, tendo a sua posição resultado do facto de se ter apostado no momento certo nas tecnologias mais competitivas, evitando assim voluntarismos

A comparação do ativo total e capital próprio

Ativo Total*
(€ mil milhões)



Capital Próprio*
(€ mil milhões)



EDP é claramente a empresa que se destaca no PSI 20 quer em termos de ativos totais quer em termos de capital próprio