

A EVOLUÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO EM PORTUGAL

1. Introdução

Segundo as previsões da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o défice tarifário deverá atingir em finais de 2013 um valor acumulado de 3,7 mil milhões de Euros. Na comunicação social, o défice tarifário (DT) é considerado como mais uma “renda” a alguns grupos de interesse. Na realidade o DT é justificado por uma acumulação sucessiva de diversos tipos de sobrecustos do sistema elétrico que não foi considerada nas tarifas e preços da eletricidade nos anos anteriores aos respetivos consumidores elétricos.

O trabalho aqui apresentado corresponde a uma primeira tentativa de analisar as razões políticas e económico-financeiras para a existência do défice tarifário. Nesse sentido serão abordadas: as origens e justificações dos diferentes sobrecustos (CAE's, CMEC's, Garantia de Potência, Produção em Regime geral (PRE), convergência tarifária com as regiões autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), entre outros); a análise dos diferentes tipos de mecanismos; os parâmetros no cálculo dos sobrecustos bem como as possíveis soluções e medidas já implementadas para reduzir os efeitos do défice tarifário nas tarifas nos consumidores.

2. A evolução do défice tarifário

O défice é o resultado da decisão política de não permitir que, num ano, os preços da eletricidade (regulados) reflitam os seus custos, limitando os aumentos de preço a um teto administrativo arbitrário e obrigando assim os consumidores (cerca 6,4 milhões) a pagar os juros referentes ao deferimento do pagamento. Desde de 2006, todos os anos, os preços foram manipulados à revelia do direito comunitário, das regras básicas da economia de mercado e dos verdadeiros interesses dos consumidores. Onde se encontra o défice na fatura do consumidor? A fatura da eletricidade é constituída por duas componentes : a) uma

componente que varia com o consumo, dada em euros/kWh e b) uma que é fixa e depende da potência contratada em euros/dia. A componente variável (consumo) é composta por sua vez por três componentes de custos: i) o custo com o valor da energia; ii) o custo da utilização das redes elétricas de (AT, MT, BT) e iii) dos chamados custos de interesse económico geral (CIEG's). A distribuição destes três tipos de custos para consumidores domésticos e industriais está representada na tabela 1.

Tipo de custo	Doméstico	Industrial
Energia	51%	66%
Redes	24%	19%
CIEGs	25%	16%

Tabela 1 – Comparação da distribuição dos custos de energia, redes e CIEGS entre consumidores domésticos e industriais

Na componente fixa estão incluídos também uma parte dos custos com as redes elétricas e dos CIEG's.

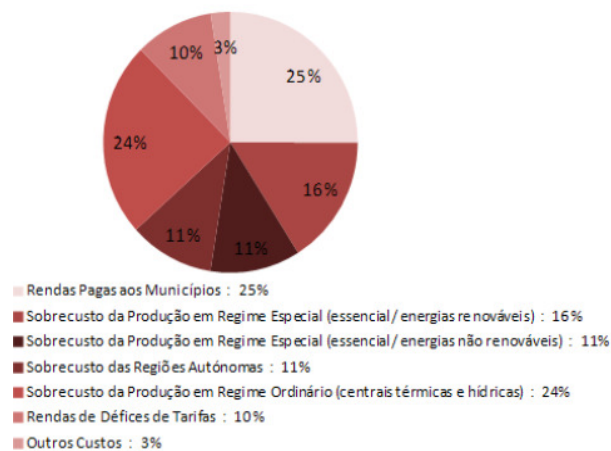


Figura 1 – Distribuição das diferentes componentes nos CIEGS para o caso de um consumidor doméstico típico.

Nos custos de interesse económico geral estão incluídos vários custos de política ambiental e energética, como por exemplo: o apoio à produção em regime especial PRE (baseado em fontes de energias renováveis e não renováveis/cogeração); a convergência tarifária das regiões autónomas; as compensações para a produção em regime ordinária (PRO); rendas pagas aos municípios; rendas devido ao défice tarifário (juros e amortizações) e outros custos globais do sistema. Na figura 1 apresenta-se a distribuição relativa às diferentes componentes nos CIEG's para um consumidor doméstico. Nos últimos anos a evolução dos CIEG's sofreu um drástico aumento como se pode observar na figura 2.

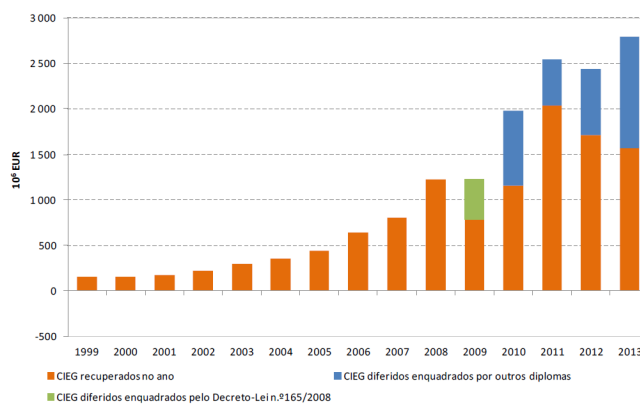


Figura 2 – Evolução dos CIEG's [4]

As razões deste forte aumento devem-se ao aumento dos sobrecustos com as PRE's e as compensações aos produtores PRO, nomeadamente os com contratos de aquisição de energia de longa duração (CAE) e contratos de manutenção e equilíbrio contratual (CMEC). Todavia, a partir do ano 2009, não foram incluídos nas tarifas todos CIEG's. Para evitar grandes aumentos da eletricidade (estabilidade tarifária) nos consumidores, foram publicados desde 2008 diversos decretos lei (exemplo: DL 165/2008 de 21 de agosto) que tiveram como objetivo deferir os sobrecustos para períodos de 10 a 15 anos acrescidos do pagamento dos respetivos juros.

Ao não incluir a totalidade dos CIEG's no *custos globais do sistema*, os governos evitaram os aumentos das tarifas reguladas estimadas e propostas pela ERSE nos sucessivos

anos. Para não colocar as empresas do SEN em dificuldades financeiras foi lhes permitido ceder a terceiros (banca) os respetivos créditos (n.º 3 do artigo n.º 3 DL 165/2008 de 21 de agosto). Conforme pode ser observado na figura 3, que representa a evolução do défice tarifário desde 2006, o resultado daquelas decisões resultou na acumulação de uma cada vez maior dívida dos “consumidores” ao sistema elétrico nacional (SEN) atingindo, em finais de 2013, valores estimados em cerca 3,7 mil milhões de euros.

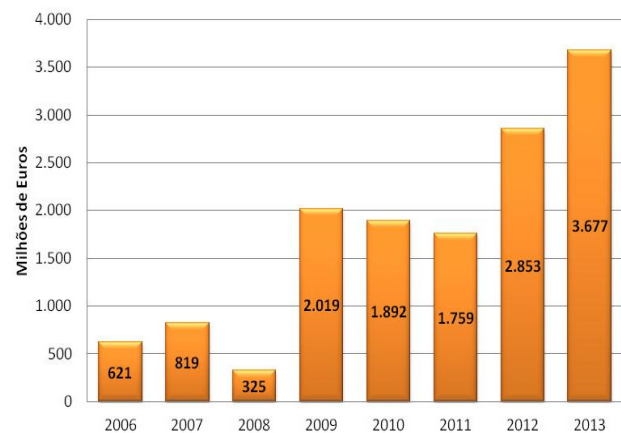


Figura 3 – Evolução do défice tarifário acumulados

Segundo, a ERSE existem 6,4 milhões de consumidores em Portugal. Partindo deste número, cada consumidor tem uma dívida ao SEN de 570 Euros. Para eliminar a totalidade da dívida de um ano para o outro seria necessário aumentar as tarifas em 0,075€/kWh, o que corresponderia no caso do tarifário simples em BT a um aumento de 53%. Os credores do défice são as empresas reguladas do SEN, nomeadamente a REN Trading, SA, REN, SA (concessionária da rede de transporte), EDP Distribuição, SA (concessionária da rede de distribuição), EDP Serviço Universal, SA (comercializador de último recurso), EDA, SA (concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores, RAA) e a EEM, SA (concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira, RAM). Como uma parte da dívida foi cedência a terceiros pelas empresas reguladas, temos ainda as seguintes entidades titulares da dívida: Tagus, SA (EDP Distribuição) e BCP, CGD (EEM e EDA).

3. As origens do défice tarifário

As origens das diferentes componentes que compõem o atual défice tarifário devem-se a orientações de política económica e ambiental que tem a sua origem em Diretivas Europeias e a uma decisão de coesão social e nacional. Com base na Diretiva Europeia 2003/54/CE, o estado português, através do DL 29/2005 de 15 de fevereiro, iniciou o processo final da implementação da transformação de um mercado de eletricidade monopolista (verticalizado) para um mercado liberalizado (horizontal) em que as atividades da produção e da comercialização são liberalizadas e as atividades de transporte e distribuição são atribuídas a uma entidade privada sobe concessão.

3.1 Contratos de manutenção e equilíbrio contratual

O decreto lei 264/2007 de 24 de Julho, definiu a cessação antecipada (a partir de 1 de Julho de 2007) dos contratos de aquisição de energia CAE. Os CAE's foram convertidos em contratos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Os produtores vendem a produção em mercado mas beneficiam de uma *compensação* correspondente à diferença entre as receitas obtidas em mercado e as que obteriam se estivessem em regime de CAE. As centrais *termo* e *hidrelétricas*, atualmente com CMEC's, deixam de beneficiar deste regime em 2027.

3.2 Contratos de aquisição de energia (CAE)

Para os produtores, com contratos remanescentes de CAE, o decreto lei definiu a forma de aquisição e compensação da energia. Os produtores vendem a energia à REN Trading, SA que por sua vez coloca essa energia no mercado. A ERSE estabelece as regras no âmbito do regulamento tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema, a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN Trading, SA e a receita proveniente da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor, bem como os mecanismos de incentivos a aplicar a esta entidade para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos. Existem dois contratos CAE's que terminam em 2021 (Tejo Energia) e em 2024 (Turbogás).

O valor do sobrecusto dos CAE's depende de vários fatores, nomeadamente do encargo de potência (indexada à inflação e taxa de juro), encargo de energia e licenças de CO₂. O valor do sobrecusto está com uma tendência de diminuição nos últimos 3 anos, passando valores de 200 para 162 milhões de euros [1].

3.3 Garantias de potência

A portaria 765/2010 de 20 de Agosto, estabelece o regime de garantia de potência que os electroprodutores em regime ordinário (PRO) podem prestar ao SEN. A portaria aplica-se aos produtores suscetíveis de prestar serviços de garantia de potência ao SEN, nas seguintes modalidades: Serviço de disponibilidade e incentivo ao investimento. Não podem estar abrangidos pela acima referida portaria, produtores em regime de CMEC e CAE's. Esta portaria foi revogada pela portaria 139/2012 de 14 de Maio, que por sua vez está suspensa durante a vigência do Programa de Assistência Financeira.

3.4 Convergência tarifária

Em geral os custos de produção nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira são superiores aos do Continente devido à grande utilização de combustíveis fósseis e à falta de acesso ao mercado e menor escala do sistema. Para que as tarifas reguladas entre as regiões autónomas e o continente sejam "semelhantes", implementou-se o conceito de convergência tarifária. O sobrecusto devido é suportado pelo sistema global elétrico nas tarifas uso global do sistema. Na tabela 2 apresenta-se o impacto de convergência nas tarifas de venda a clientes finais de BT para as regiões autónomas Madeira e Açores e no Continente, para o ano 2011.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	2,3%	3,8%
Região dos Açores	45,9%	3,8%
Região da Madeira	26,5%	3,8%

Tabela 2 – Impacto do mecanismo de convergência das tarifária.

Na figura 4 apresenta-se a evolução desde 2003 dos sobrecustos com convergência tarifária para as duas regiões autónomas.

O DL 237-B/2006 de 18 de dezembro, determinou que tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam muito superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas a fixar para o ano 2007 não incluíam os custos com a convergência tarifária.

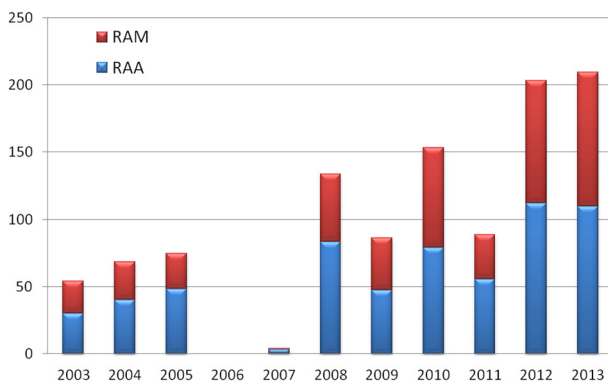


Figura 4 – Evolução dos sobrecustos com a convergência tarifária

Estes sobrecustos seriam “recuperados”, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de janeiro de 2008. O mesmo processo foi utilizado em finais de 2007 com respeito às tarifas de 2008.

3.5 Produção em regime especial (PRE)

Com a publicação do DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro (alteração do DL 189/1998 de 27 de maio) iniciou-se a promoção da produção em regime especial de energia elétrica através de fontes renováveis, PRE-FER (eólica, solar, biomassa, mini-hídrica, entre outras) através da definição de tarifas bonificadas (*feed-in tariff*) que permitem uma remuneração garantida durante 15 anos bem como a garantia de aquisição de toda a energia produzida (prioridade no despacho). A fixação da remuneração é dependente da tecnologia utilizada e da sua respetiva maturidade, dos custos evitados e está indexada à variação relativa do índice de preços ao consumidor (IPC/IPC_{ref}).

Dentro da produção em regime especial está incluída a produção de cogeração que também tem uma tarifa de compra garantida e aplicada a toda a produção (incluindo o autoconsumo). A tarifa é baseada no racional dos “custos evitados”, indexada ao IPC, Brent e ao câmbio Euro - Dólar. Toda a energia é adquirida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal, SA) e vendida no mercado a preços de mercado (ERSE estima um preço médio de mercado de 57,56€/MWh [1]). O sobrecusto, resultante da diferença entre o preço de compra e venda, deverá ser inserido na *tarifa global do sistema*.

	Tarifas 2010				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE 10 ³ EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	11 443	92,55	1 058 901		489 892
Eólicas	7 794	91,07	709 818	50,00	320 107
Hídricas	885	88,70	78 500	50,00	34 250
Biogás	58	111,20	6 396	50,00	3 521
Biomassa	590	113,40	68 882	50,00	37 362
Fotovoltaica e energia das ondas	83	344,77	28 816	50,00	24 486
Térmica (evolui cogeração)	1 588	83,80	132 782	50,00	53 987
RSU	440	80,90	35 969	50,00	13 750
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	3 450	85,89	298 823		124 040
Térmica - Cogeração	3 441	83,80	288 379	50,00	116 315
Microgeração	14	587,00	8 444	50,00	7 725
Total da produção em regime especial	14 898	91,00	1 355 814		610 892

	Tarifas 2013				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE referente ao ano 10 ³ EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	12 659	102,94	1 303 189		609 849
Eólicas	10 086	97,89	987 311	54,77	434 919
Hídricas	974	95,04	92 555	54,77	39 216
Biogás	190	113,66	21 646	54,77	11 216
Biomassa	722	117,47	84 832	54,77	45 281
Fotovoltaica e energia das ondas	212	356,39	75 523	54,77	63 917
RSU	475	86,97	41 323	54,77	15 300
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	6 632	664,20	827 034		463 787
Térmica - Cogeração (NFER)	4 725	128,88	608 944	54,77	350 163
Térmica - Cogeração (FER)	1 916	98,05	178 041	54,77	78 592
Microgeração	92	437,27	40 049	54,77	35 033
Total da produção em regime especial	19 292	110,42	2 130 223		1 073 636

Tabela 3 – Preço de aquisição e sobrecustos das diferentes tecnologias na PRE no Continente para os anos 2010 e 2013 [1]

O forte aumento da capacidade instalada de fontes renováveis (em particular a eólica) nos últimos anos e a indexação das tarifas à inflação fazem com que as renováveis tomem um peso muito grande nos CIEG's. A título de exemplo, verificou-se um aumento de 34% no sobrecusto devido à produção eólica no Continente de 2010 para 2013. O preço da tarifa média para as centrais eólicas passou de 91,07 €/MWh para 98,79 €/MWh. Esta tendência tenderá a manter-se nos próximos 10 a 15 anos devido ao previsível aumento da inflação. Só com o fim das tarifas garantidas para as PRE's, desaparecerá o sobrecusto.

A figura 5 apresenta a evolução do preço unitário da PRE, por tecnologia, entre 2001 e 2011 (valores ocorridos), estimativa para 2012 e previsão para 2013.

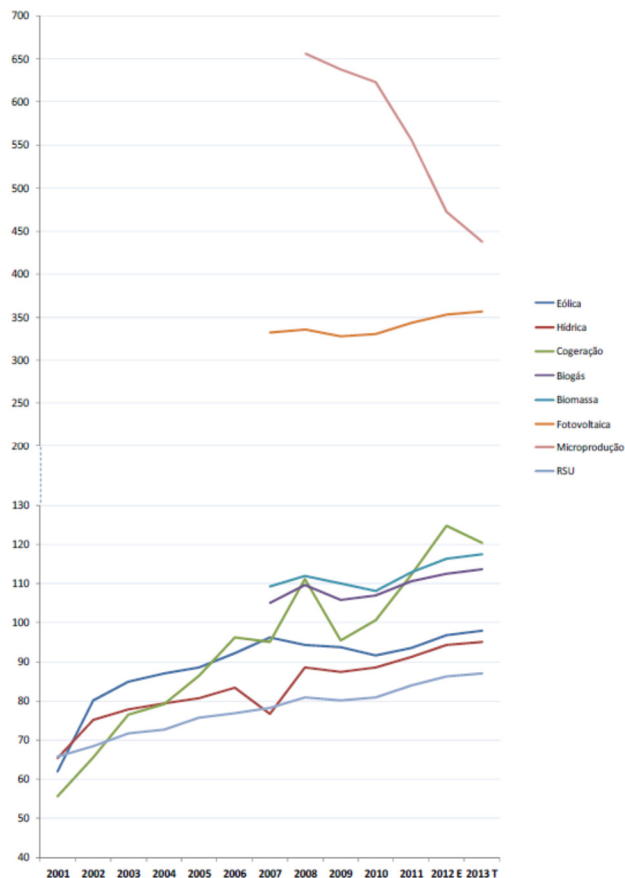


Figura 5 – Evolução do custo unitário PRE por tecnologia (€/MWh) [1]

Como se pode verificar na tabela 3 e na figura 5, todas aumentaram nos últimos anos. A única exceção são as tarifas da micro e miniprodução, que desde a sua implementação, em 2008, estão em queda.

4 A futura evolução do défice tarifário

Segundo a ERSE, o défice tarifário do 2012 no valor de 2,853 mil milhões de euros será amortizado em 614 milhões de euros em 2013. O valor das amortizações e os juros no valor de 110 milhões de euros estão incluídos nas tarifas de 2013. A ERSE estima que o défice tarifário, em finais de 2013, deverá aumentar em mais 824 milhões atingindo um valor de 3,677 mil milhões de euros.

Analisando os dados da dívida atual, 91% é composta pelos sobrecustos e desvios da Produção em Regime Especial (PRE) que não foram repercutidos nas tarifas em 2007, 2008 e 2009 no valor de 1,334 mil milhões de euros, diferimentos do sobrecusto PRE de 2012 e 2013 no valor de 751 milhões e 1,275 mil milhões de euros, respetivamente.

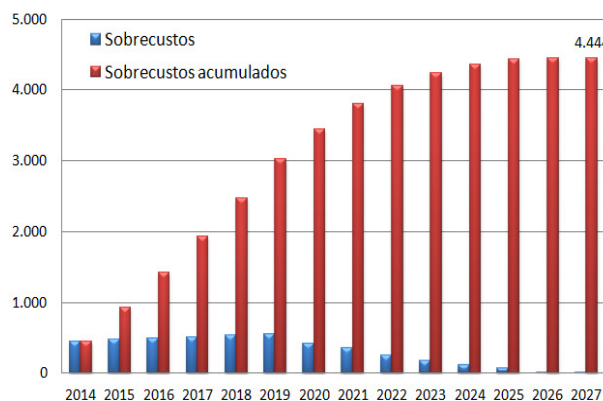


Figura 6 – Evolução dos sobrecustos anuais e acumulados (valores em milhões de euros) devido à componente da produção eólica na PRE para o período entre 2014 e 2027

A utilização de mecanismos de alisamento quinquenal dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) de cada ano, previstos no artigo 73º-A do DL 78/2011 de 20 junho, implica uma diluição dos custos por um período de 5 anos. Este processo de deferimento resolve o aumento das tarifas de um ano para o outro, mas aumenta o défice tarifário devido à necessidade de compensar esta transferência intemporal de proveitos através do pagamento de juros (definidos através do nº4 do Artigo 73º-A do DL 78/2011 de 20 junho). Para o caso de deferimento dos sobrecustos com as PRE em 2012, o valor total em juros a pagar até 2017 será de 428 milhões de euros [1].

A dimensão do “monstro” défice tarifário é bem visível na evolução dos sobrecustos devido à produção eólica (para o Continente) até ao final do período dos últimos contratos com tarifas bonificadas baseados no DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro. A figura 6 mostra uma estimativa da evolução dos sobrecustos anuais e acumulados até 2027, baseados na potência instalada acumulada de 4456 MW (em 2013 [3]),

uma produção anual de 2244 horas/MW, uma variação do IPC/ICP_{ref} anual de 2% e um preço de mercado de referência de 54,4 €/MWh. Os valores do sobrecusto atingem valores máximos, em 2019, na ordem dos 550 milhões de euros. A partir 2020, se entretanto não forem efetuadas mais alterações, os sobrecustos anuais diminuirão até serem integralmente anulados em 2027. Em termos de valores acumulados (a partir de 2014) aumentam até 2020, para depois estabilizar em 2025 com um valor de 4,4 mil milhões de euros. A este valor é necessário acrescentar o valor acumulado existente em 2013, de 3,7 mil milhões de euros, mais os outros sobrecustos da PRE (FER) e PRE (não renovável, cogeração).

5 Medidas para diminuir ou controlar o défice

Um dos compromissos assumidos pelo estado português com a “troika” foi a redução das “rendas” na área da energia. Os pontos 5.6 a 5.12 do memorando são dedicados aos sobrecustos associados à produção em regime ordinária (5.6.) e à produção em regime especial (5.7 a 5.12). Os compromissos preveem a renegociação ou revisão em baixa dos CAE e CMEC a longo prazo (5.6), avaliar a possibilidade de renegociar (em baixa) os contratos existentes com tarifas bonificadas para a PRE e cogeração; e para novos contratos em PRE, rever em baixa as tarifas de forma a que os produtores não sejam “excessivamente” compensados. O atual governo efetuou algumas medidas para cumprir os compromissos com a “troika” e ao mesmo tempo controlar o aumento das tarifas nos consumidores. Em Outubro de 2011, o Governo analisou um cenário da evolução do défice tarifário, que tinha como pressupostos um aumento anual real da eletricidade de 1,5%, ano seco, preços das licenças de CO₂ elevados e uma taxa de juro de 8%. Nesse cenário, o valor do défice tarifário atingiria em 2020 um valor de 7,8 mil milhões de euros [2].

Um das primeiras medidas, foi a suspensão da atribuição de novas licenças para PRE (eólica, mini-hídricas, etc.), a redução das tarifas bonificadas para a micro e miniprodução, a redução da remuneração na cogeração (portaria 140/2012 de 14 de maio), a suspensão temporária (durante o período

do Programa de Assistência Financeira) do pagamento da garantia de potência às centrais e diminuição do seu valor no futuro (portarias 139, 251 de 2012), bem como a diminuição dos juros pagos à EDP pela parcela em dívida do CMEC (portaria 85A/2013). Com a publicação do decreto lei 35/2013 de 16 de fevereiro, o governo aparentemente impôs um limite de 25 anos para a tarifa bonificada garantida para as mini hídricas. Todavia, o DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro previa um limite máximo de 15 anos e só em caso excepcional admitia um período adicional de 10 anos! Esta medida corresponderá a uma poupança de 285 milhões entre 2013 e 2030.

Segundo o governo, aquelas medidas irão resultar numa poupança de 2 mil milhões de euros para o período de 2012 a 2030, o que corresponde a uma poupança anual de 110 milhões de euros.

No caso dos produtores eólicos, o Artigo nº1 do DL 35/2013 de 16 de fevereiro prevê-se o pagamento de uma compensação anual ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) entre 5000€ a 5800€ por MW instalado, no período de 2013 e 2020. Com base na potência instalada de 4456 MW esta compensação corresponderá a um valor anual de 25 milhões e 205 milhões de euros até 2020.

Em contrapartida os produtores eólicos veem o período de remuneração garantida de 15 anos alargada para mais 5 ou 7 anos. Os produtores são obrigados de vender a energia elétrica no mercado mas têm um preço mínimo assegurado de 60 €/MWh ou uma “gama” de preços entre 74 €/MWh e 98 €/MWh garantidas. É de realçar que o preço médio final no mercado diário (OMIE) nos últimos quatro anos foi de 50,63 €/MWh e nos últimos dois anos 58,5 €/MWh. Na figura 7 apresenta-se a evolução dos sobrecustos acumulados, devido à produção eólica no continente, com e sem a compensação prevista no DL35/2013 de 2014 até 2034. Esta “contrapartida” de 205 milhões de euros resultará num aumento em mais de 1,1 mil milhões de euros e de um prolongamento do défice tarifário (até 2034) para a qual não existe qualquer justificação transparente. Sem o prolongamento do período de uma remuneração garantida

(mesmo a valores inferiores), os produtores, como previsto no decreto lei 33-A/2005 de 16 de fevereiro, teriam que vender toda a energia no mercado a preço de mercado. Interessante de referir, o fato desta “compensação” e “alargamento da remuneração garantida” ser introduzida só para os produtores eólicos e não para as outras fontes de energias renováveis como por exemplo a biomassa, RSU, mini-hídricas ou solar fotovoltaica entre outras.

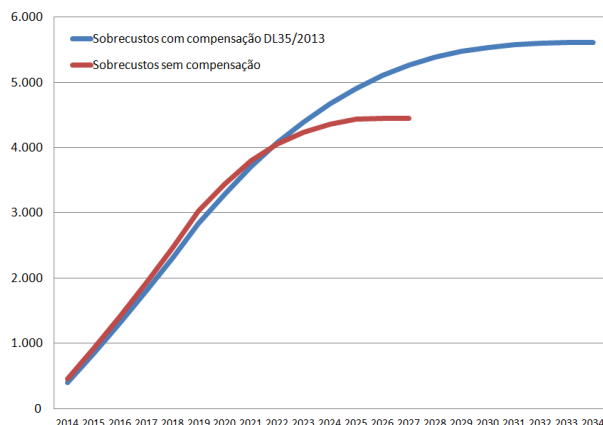


Figura 7 – Evolução dos sobrecustos acumulados (milhões de euros) devido à produção eólica com e sem compensação prevista pelo decreto lei 35/2013

As medidas implementadas até à data, não garantem a diminuição do atual défice tarifário nem o seu agravamento nos próximos 10 a 15 anos. A não incorporação anual de uma parte significativa dos sobrecustos nas tarifas (acesso) resultará quase certamente em mais custos (juros) sem qualquer justificação racional. O deferimento da PRE e a redução dos sobrecustos com a cogeração são importantes medidas, mas parecem claramente insuficientes. Uma alternativa seria cortar nas tarifas bonificadas nos contratos PRE – FER baseadas no DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro, eliminando por exemplo a indexação à inflação (IPC/IPC_{ref}) ou reduzindo o valor referência das tarifas. Uma medida alternativa, que já foi implementada em Espanha e proposta pelo anterior Secretário Estado da Energia do Governo (Henrique Gomes), é a aplicação de uma contribuição dos electroprodutores (PRE-FER) [2].

6 Conclusões

Da análise dos dados fornecidos pela ERSE e pela DGEG parece claro que o problema do défice tarifário deverá manter-se e até agravar-se nos próximos 10 anos. As medidas legislativas desenvolvidas pelo atual Governo vão permitir reduzir o aumento do défice até 2030 em cerca 2 mil milhões de euros.

Todavia, por outro lado, com o prolongamento da remuneração “garantida”, acima do preço atual médio de mercado, para mais 5 a 7 anos para os produtores eólicos (unicamente para esse setor), prevê-se um aumento mínimo de 1,1 mil milhões de euros com uma contrapartida total de 205 milhões de euros.

O deferimento quinquenal previsto para a produção em regime geral PRE a partir de 2012 vai aumentar ainda mais o défice tarifário (pagamento de juros).

Para reduzir efetivamente o atual valor do défice e diminuir o acréscimo na próxima década será necessário tomar medidas adicionais, como agir nas tarifas garantidas nos atuais contratos PRE ou aplicar uma “taxa de energia” sobre os produtores.

Bibliografia

- [1] Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013, ERSE, pag. 81, dezembro 2013.
- [2] Palestra “Energia e competitividade” na Ordem do Engenheiros, 19 de Outubro de 2011, Henrique Gomes (SEE)
- [3] Renováveis estatísticas rápidas, nº96, de fevereiro 2013, DGEG.
- [4] Comunicado “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2013, da ERSE, Dezembro de 2013