

Reforma Fiscal Ambiental: fiscalidade e incentivos no sector energético

versão preliminar para discussão pública

Ficha técnica

Título: Reforma Fiscal Ambiental: fiscalidade e incentivos no sector energético

Subtítulo: versão preliminar para discussão pública

Copyright © 2013, GEOTA

Autoria: GEOTA — Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente

Coordenação: João Joanaz de Melo

Redacção: João Joanaz de Melo, António Galvão, João Grilo e Maria João Flôxo Sousa

Contributos de: Ana Brazão, Helder Careto, Manuel Ferreira dos Santos e Nuno Domingues

Patrocínio: Zephyros

Apoio na apresentação pública: FLAD — Fundação Luso-Americana

Os relatórios produzidos no âmbito do projecto Reforma Fiscal Ambiental destinam-se a ser divulgados publicamente, podendo ser livremente citados por terceiros desde que indicada a fonte. Os dados de base utilizados pertencem aos respectivos produtores, que são citados. As metodologias desenvolvidas durante o projecto são propriedade intelectual dos respectivos autores, podendo ser livremente utilizadas para fins académicos ou outros. A autoria do relatório é assumida pelo GEOTA e reflecte as posições da associação. Os patrocinadores têm oportunidade de se pronunciar sobre o conteúdo do relatório antes da sua divulgação pública, mas a redacção final é da exclusiva responsabilidade do GEOTA.

Agradecimento: Os redactores agradecem aos variados colegas e aos colaboradores de diversas instituições, públicas e privadas, com quem aprenderam muito do que consta neste relatório. Um agradecimento especial é devido à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, onde foi desenvolvida boa parte da investigação usada no relatório. Quaisquer erros ou omissões são naturalmente da nossa responsabilidade.

GEOTA — Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente

Travessa do Moinho de Vento, nº17, c/v. drtª

1200-727 Lisboa

Portugal

Tel/Fax: +351-213956120

e-mail: geota@geota.pt

homepage: www.geota.pt

Índice

Resumo Executivo	5
1. Introdução	7
1.1. A Reforma Fiscal Ambiental	7
1.2. Bases da política energética	7
1.3. Objectivo: uma política energética eficaz e sustentável	8
2. Evolução do sistema energético nacional	9
2.1. Indicadores de eficiência do sistema energético	9
2.2. Indicadores da electricidade	11
2.3. Indicadores de mobilidade e transportes	13
3. Distorções do mercado da energia	14
3.1. Sistema electroprodutor	14
Garantia de potência e sobrecusto da produção em regime ordinário	14
Produção em regime especial (PRE)	18
PNBEPH e subsídios ao investimento em novas barragens	20
Défice tarifário eléctrico	22
3.2. Impostos e taxas sobre a energia	23
ISP e IUC	23
3.3. Transportes	24
Carros de empresa	24
Concessões rodoviárias e ex-SCUT	24
4. Potencial de poupança	28
4.1. Habitação	28
4.2. Indústria	30
4.3. Mobilidade e transportes	31
Transporte de longa distância	31
Transporte urbano e suburbano	32
4.4. Edifícios de serviços e programa EcoAP	33
5. Síntese de propostas	34
Referências	36

Resumo Executivo

1. Introdução

A Reforma Fiscal Ambiental tem um duplo objectivo: (i) aliviar a carga fiscal sobre o “lado bom” da economia, designadamente o emprego; e (ii) agravar as taxas e carga fiscal sobre o “lado mau” da economia, designadamente a poluição, o desperdício e o uso intensivo de recursos naturais.

Podemos destacar como objectivos chave da política energética europeia e nacional: (i) aposta na eficiência energética; (ii) evolução para um sistema energético assente nas energias renováveis e novas tecnologias, mais sustentável e menos dependente; (iii) procura sistemática de soluções com melhor eficácia/custo; (iv) transparência e abertura dos mercados da energia.

O GEOTA defende como opções da política energética a prioridade à eficiência, a eliminação de subsídios perversos e a concretização de medidas públicas de incentivo que alavanquem investimentos privados custo-eficazes, promovendo a eficiência e a transição para energias renováveis de baixo impacte.

2. Evolução do sistema energético nacional

O sistema energético português tem-se caracterizado por maus indicadores de eficiência. A intensidade energética do produto, 180 tep/M€, é muito superior à média da UE-27, 169 tep/M€. Na evolução deste indicador podemos distinguir dois períodos: de 1990 até 2005 a ineficiência do sistema piorou, mas desde então todos os sectores têm mostrado melhorias. Os consumos globais de energia primária e final também estão a descer; no período 2005-2009 a causa principal da descida é a modernização tecnológica e investimentos modestos em eficiência energética; desde 2010 a causa maior será a recessão económica.

As tendências de redução de consumos contradizem as previsões oficiais de crescimento, que continuam a pressionar investimentos inúteis em sobre-equipamento, em especial no sistema electroprodutor. O novo paradigma do produtor-consumidor e do primado à eficiência ainda não é acolhido pelas autoridades.

O sector dos transportes, o maior consumidor de energia, é condicionado pela ausência de políticas de mobilidade e ordenamento do território, apresentando indicadores de eficiência muito desfavoráveis.

3. Distorções do mercado da energia

O mercado da energia em Portugal é hoje caracterizado por **distorções de 4 300 M€/ano**. A maioria das distorções destina-se a subsidiar a produção e consumo de energia e o uso do automóvel individual, favorecendo o desperdício, as más práticas de gestão e o investimento em sobre-capacidade. Os impactes resultantes incluem consumos e custos desnecessariamente elevados da energia, emissão de gases de efeito de estufa, gases ácidos e outros poluentes, degradação do território e da biodiversidade. A maioria das distorções prejudica a generalidade dos consumidores (famílias e empresas), em benefício de um pequeno número de destinatários: grandes empresas dos sectores da energia, construção, concessões rodoviárias, indústria automóvel e banca. Podemos destacar os seguintes pontos:

- Sector eléctrico: as garantias de potência, a favor das centrais convencionais térmicas e hídricas, têm custado o triplo do requerido para garantir a segurança do sistema; a produção em regime especial (PRE), criada para facilitar a entrada no mercado das tecnologias renováveis e emergentes, foi distorcida para incluir co-geração fóssil e outros subsídios perversos; o programa nacional de barragens, caro e com impactes elevados; o défice tarifário eléctrico é uma dívida crescente a vencer juros; falta concretizar a taxa de utilização da água para electroprodução;
- Impostos e taxas sobre a energia: subsistem isenções ou reduções em diversos impostos e taxas ligados à energia, com destaque para o ISP e IVA; deve ser criada uma taxa de carbono;
- Sector dos transportes: devem ser eliminados os benefícios aos “carros de empresa”; o IUC dos veículos diesel deve ser ajustado; devem ser criadas taxas de tráfego aéreo e transportes internacionais rodoviários; e deve ser criado um imposto sobre os concessionários das ex-SCUT.

4. Potenciais de poupança

Os estudos existentes permitem estimar os potenciais de eficiência energética e respectivos custos. Os sectores mais estudados são a habitação e a indústria. O sectores dos transportes e serviços são mais difíceis de trabalhar, mas as tendências são conhecidas.

Genericamente podemos dizer que os melhores investimentos, poupando cerca de 10% dos consumos, têm elevada rentabilidade. Os investimentos seguintes, correspondendo a 10-20% de poupanças adicionais, são economicamente interessantes, especialmente comparados com os custos da produção; mas a sua aplicação depende da disponibilidade financeira a juro baixo, ou da existência de incentivos moderados. Acima deste nível ainda existe um potencial de poupança significativo, mas com rentabilidade pouco interessante, pelo que só é concretizável com opções muito voluntaristas.

5. Síntese de propostas

Eliminação de distorções de mercado e criação de ecotaxas		
Sector	Medida	Valor (M€/ano)
Electricidade	Reduzir garantias de potência	400
	Eliminar PRE cogeração e biomassa dedicada	430
	Reduzir PRE renováveis	290
	Evitar encargos com novas barragens (*)	215
	Criar taxa uso água p/ electroprodução	116
	Eliminar défice tarifário (*)	322
	Subtotal	1 773
Taxas de energia	Aplicar ISP à ferrovia e navegação fluvial	27
	Alinhar ISP e IVA na agricultura	108
	Alinhar ISP na indústria	45
	Alinhar IVA dos combustíveis pesados	27
	Alinhar ISP da gasolina e gasóleo	137
	Alinhar ISP da electricidade	166
	Alinhar ISP do gás natural, todos os usos	60
	Criar taxa de carbono	279
	Subtotal	849
Transportes	Eliminar benefícios aos carros de empresa	483
	Taxa de tráfego aéreo	98
	Vinheta transportes internacionais rodoviários	170
	Alinhar IUC veículos diesel	594
	Criar imposto sobre concessões rodoviárias ex-SCUT	350
	Subtotal	1 695
Total de distorções quantificadas		4 317
Total passível de poupar/cobrar a curto prazo (excepto *)		3 780

Proposta de aplicação das verbas poupadas/cobradas	
Eixo prioritário de intervenção	Valor (M€/ano)
Incentivos eficiência energética e renováveis descentralizadas	500
Resgate do défice tarifário em 10 anos via BEI	500
Investimento na rede ferroviária e outro transporte público	500
Resgate das barragens do Baixo Sabor, Foz Tua e Ribeiradio	300
Redução de impostos sobre o trabalho	2 000
Total	3 800

1. Introdução

1.1. A Reforma Fiscal Ambiental

O caminho para uma sociedade sustentável passa por três tipos de instrumentos: a educação, incluindo a educação para a ciência e a capacidade para repensar o estilo de vida; a inovação tecnológica que permite ganhos de eficiência; e instrumentos económicos que dêem sinais claros ao mercado.

Uma das abordagens mais interessantes para tornar o sistema económico mais sustentável é a Reforma Fiscal Ambiental (RFA). O princípio é simples: aliviar a carga fiscal sobre o “lado bom” da economia, designadamente o emprego; e agravar a carga fiscal sobre o “lado mau”, designadamente a poluição, o desperdício e o uso intensivo de recursos naturais; os subsídios perversos (danosos para o ambiente e distorcedores do mercado) devem ser eliminados. O balanço para as famílias, para o Estado e para o tecido empresarial deve ser tendencialmente neutro; mas cada empresa, família ou instituição deve ser beneficiada ou penalizada conforme tenha boas ou más práticas ambientais.

1.2. Bases da política energética

A estratégia europeia da energia (CE, 2010a) assenta em cinco prioridades: 1) Realização de uma Europa energeticamente eficiente (em especial nos edifícios, transportes e indústria); 2) Construção de um mercado da energia pan-europeu e integrado; 3) Capacitação dos consumidores e garantia do mais elevado nível de segurança intrínseca e extrínseca (com ênfase nas energias renováveis e tecnologias emergentes); 4) Alargamento da liderança da Europa no domínio das tecnologias energéticas e da inovação; 5) Reforço da dimensão externa do mercado da energia da UE. Um traço comum a estas prioridades é a procura sistemática de soluções com a melhor eficácia/custos, minimizando os encargos para os consumidores finais — famílias e empresas.

Os objectivos revistos do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética, PNAEE 2013-2016, e do Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis, PNAER 2013-2020 (PCM, 2013) visam: a) Cumprir todos os compromissos assumidos por Portugal de forma economicamente mais racional; b) Reduzir significativamente as emissões de gases com efeito de estufa, num quadro de sustentabilidade; c) Reforçar a diversificação das fontes de energia primária, contribuindo para aumentar estruturalmente a segurança de abastecimento do País; d) Aumentar a eficiência energética da economia, contribuindo para a redução da despesa pública e o uso eficiente dos recursos; e) Contribuir para o aumento da competitividade da economia, através da redução dos consumos e custos associados ao funcionamento das empresas e à gestão da economia doméstica.

Constatamos que os objectivos declarados nos planos nacionais estão mais ou menos alinhados com a estratégia europeia. Infelizmente, a prática ao nível das medidas concretas, de natureza orçamental e regulamentar, é bem diferente. A Estratégia Nacional para a Energia, ENE 2020 (PCM, 2010) cobre os pontos acima referidos, mas atribui maior prioridade ao crescimento económico, em detrimento da eficiência e da sustentabilidade, e não resolve conflitos internos implícitos nas medidas preconizadas.

O sistema energético é hoje caracterizado pela grande concentração dos produtores de electricidade e de derivados do petróleo, motivada historicamente pelas economias de escala das tecnologias de transformação de energia. Esta concentração tem no entanto consequências perversas: privilegia soluções técnicas de alto impacto, impede a existência de um verdadeiro mercado, e concede um poder exagerado às grandes empresas da energia. As tecnologias e as ferramentas de gestão modernas permitem hoje ganhos significativos de eficiência, quer no uso dos recursos quer no uso final da energia, que não têm sido concretizados. Como demonstraremos, as políticas públicas têm favorecido sistematicamente as grandes empresas da energia, que adquiriram subsídios e isenções de impostos perversos, em detrimento da generalidade dos consumidores e contribuintes, quer famílias quer empresas.

1.3. Objectivo: uma política energética eficaz e sustentável

O presente relatório fundamenta o desenvolvimento de propostas sobre a fiscalidade e sistemas de incentivos no sector energético.

No entender do GEOTA, as medidas de política energética devem dar cumprimento aos princípios de política declarados pela UE e pelo Estado Português, tornando o sistema energético mais sustentável: simultaneamente mais transparente, mais equitativo, mais barato e menos agressivo para o ambiente.

No sentido da boa eficácia da utilização dos dinheiros públicos, a fiscalidade e incentivos no sector energético devem ser desenhados para melhorar os indicadores económicos de investimentos privados com um elevado potencial técnico, seja na eficiência energética, seja na produção renovável. Devem ser eliminados os subsídios a projectos e actividades com impacte negativo elevado, intrinsecamente rentáveis (porque não precisam), ou intrinsecamente inviáveis (porque é um desperdício). Por outras palavras, deve ser criado um verdadeiro mercado, com regras e sinais claros, que valorize a sustentabilidade do sistema. O Estado deve ainda promover a eficiência nos seus próprios serviços.

A título de curiosidade, refira-se que a primeira campanha desenvolvida pelo GEOTA em prol da eficiência energética foi lançada em 1982, a propósito da discussão do Plano Energético Nacional.

Este relatório não é um produto acabado, mas um documento que pretende motivar o debate na sociedade portuguesa sobre um tema tão importante.

2. Evolução do sistema energético nacional

2.1. Indicadores de eficiência do sistema energético

Um dos melhores indicadores da eficiência económica de um País é a intensidade energética, igual à razão entre o consumo de energia e o produto interno bruto, PIB (ou, a nível sectorial, o valor acrescentado bruto VAB). Na figura 1 pode ver-se a evolução na intensidade energética em Portugal comparada com a média Europeia (27 países). Portugal, desde 1998, tem uma economia menos eficiente que a média da UE27. A evolução da intensidade energética europeia é 95 % explicada por uma regressão linear que indica uma tendência de melhoria regular de eficiência. Ao contrário, a evolução em Portugal tem sido errática ($R^2=0,25$), havendo uma tendência de aumento de eficiência na economia menos acentuada e com maior imprevisibilidade.

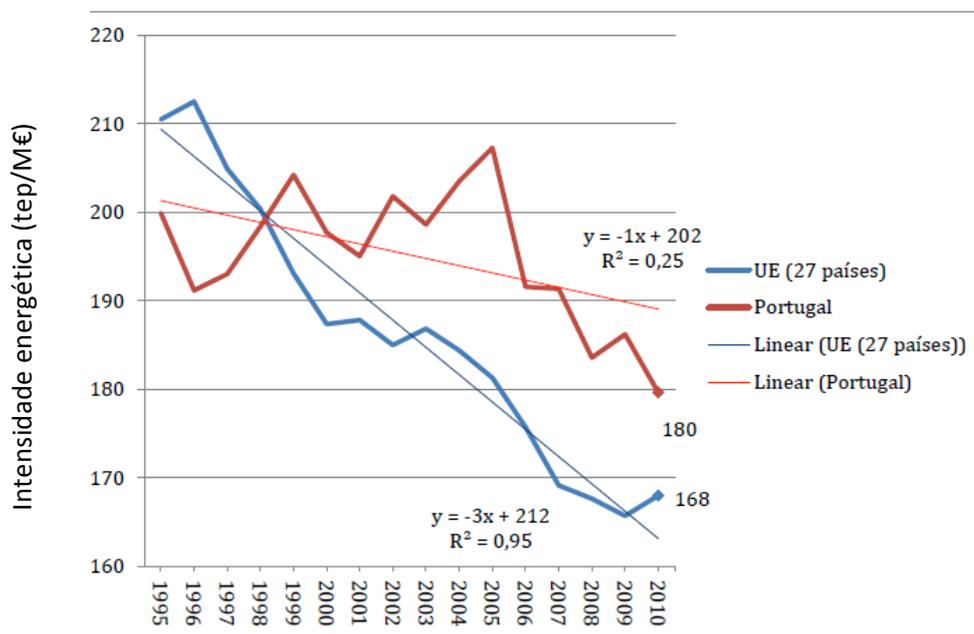


Figura 1 — Intensidade energética em Portugal e UE27, 1995-2010 (fonte Eurostat 2012)

O planeamento do sistema energético nacional nos últimos trinta anos foi baseado em dois pressupostos dogmáticos: o crescimento contínuo dos consumos, e a energia barata. Foram sistematicamente ignorados sinais crescentes de que estes pressupostos há muito deixaram de fazer sentido:

- 1) Há muitos anos que todos os documentos técnicos e programáticos europeus e nacionais destacam a eficiência energética como a primeira prioridade da política energética: Energia 2020 (CE, 2010), PNAEE (PCM, 2008, 2013);
- 2) As estatísticas mostram uma tendência de queda dos consumos de energia primária e final em Portugal, global e em todos os sectores, desde 2005 (cf. Figura 2).;
- 3) As principais fontes energéticas têm um custo elevado e tendencialmente crescente, devido à evolução para extracção de recursos mais caros e ao aumento de procura nos países emergentes;
- 4) Todas as fontes energéticas acarretam impactos ambientais negativos, sendo sujeitas a restrições e custos crescentes.

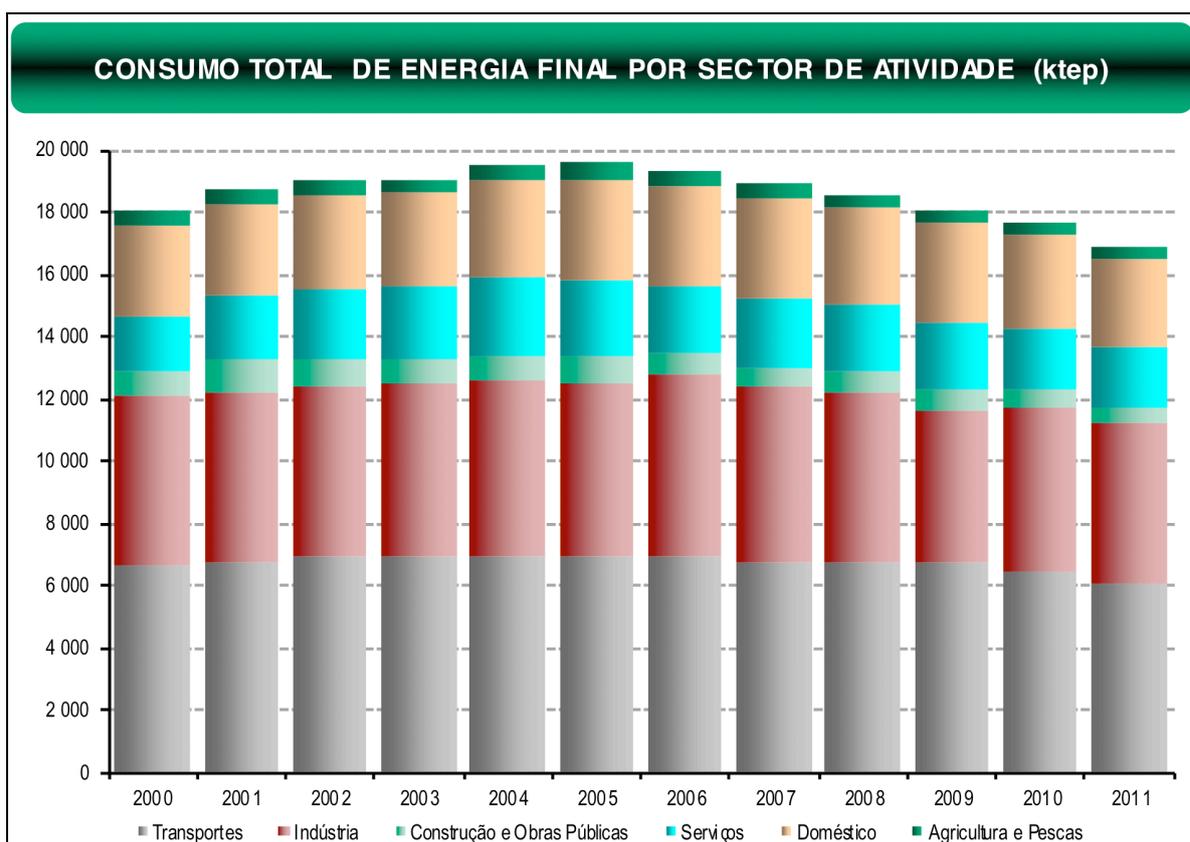


Figura 2 — Consumo de energia final por sector 2000-2011 (DGEG, 2013b)

No período 2005-2009, a causa mais determinante da descida de consumos parece ser o ganho de eficiência motivado pela modernização tecnológica e investimentos modestos em eficiência energética. A quebra mais significativa dos consumos a partir de 2010 resultará do efeito combinado de vários factores: a recessão económica, com a redução geral da produção e o encerramento de algumas actividades; e o aumento de preços da energia, imposto pelo combate ao défice orçamental, que torna mais atractivas medidas de poupança e uso eficiente da energia.

Na Figura 3 podemos observar a evolução da intensidade energética por sector.

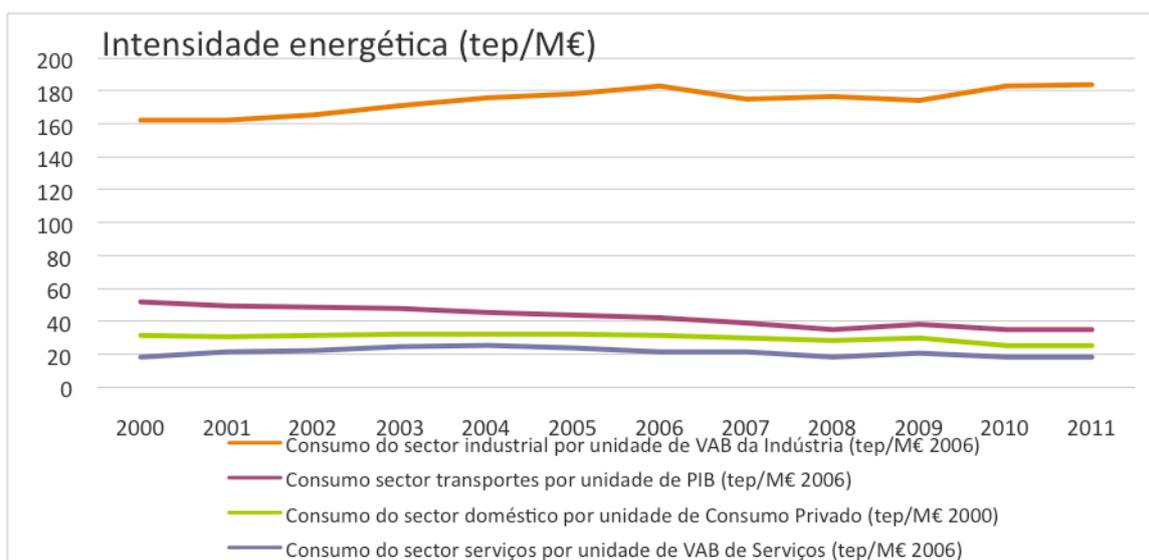


Figura 3 — Intensidade energética por sector 2000-2011 (fonte: DGEG, 2013e)

No sector doméstico, tanto o consumo como a intensidade abrandaram e eventualmente inverteram-se por efeito de saturação e melhoria de eficiência dos equipamentos essenciais. Nos sectores dos transportes e serviços, a melhoria de intensidade desde 2004 pode ser associada a ganhos de eficiência devidos à modernização tecnológica e melhores práticas de gestão. No sector industrial vemos o mesmo efeito, mais tardio, provavelmente associado ao início de implementação dos planos de racionalização da energia desde 2006-2007; este efeito é no entanto erodido em 2010-2011, provavelmente devido às deseconomias de escala e quebras de produção decorrentes da recessão económica.

É de realçar que estes ganhos modestos de eficiência energética se devem mais à evolução tecnológica e à sensibilidade de alguns gestores do que a qualquer política pública coerente. Um exemplo desta falha nas políticas é dado pelos financiamentos com apoio europeu no âmbito do QREN - Quadro de Referência Estratégica Nacional. Segundo Brazão (2012), no período 2007-2011 apenas 5% dos investimentos QREN relacionados com a energia foram aplicados na melhoria de eficiência, na indústria transformadora. Os restantes 95% tiveram como principais destinatários as empresas do sector energético, designadamente para financiar sistemas de produção e redes. Não estamos aqui a discutir a adequação de projectos específicos, apenas a desproporção de apoios (ou falta deles) à eficiência energética, em comparação com os subsídios concedidos à nova produção e infra-estruturas.

Apesar da evidência da tendência estrutural de redução dos consumos, em 2013 a DGEG volta a prever um crescimento exponencial a partir do fim da crise, embora mais moderado que as fantasias anteriores (Figura 4). Espantosamente, as previsões oficiais, antes e depois da crise e da discussão de estratégias europeias e nacionais, nunca levam em conta, nem o efeito do preço da energia sobre a procura, nem a aprendizagem estrutural do uso mais eficiente da energia.

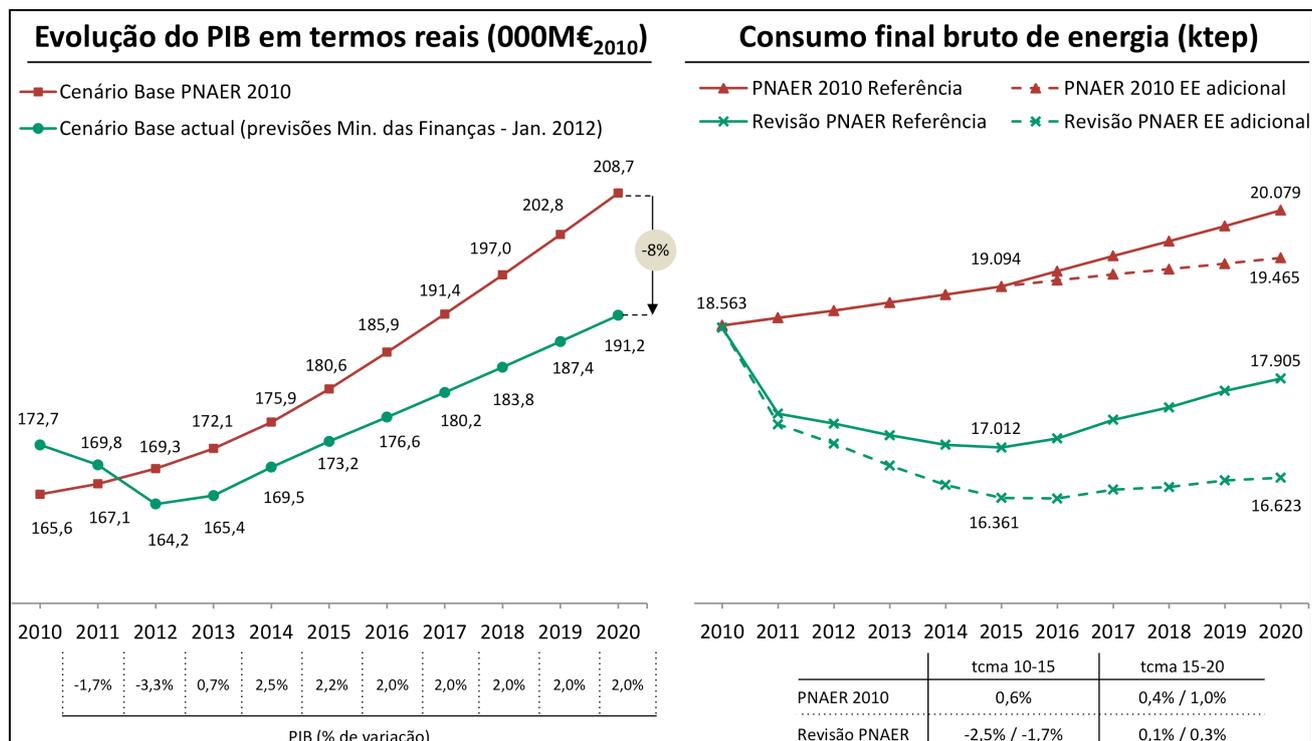


Figura 4 — Previsões de evolução do PIB e do consumo de energia para 2010-2020 (DGEG, 2013a)

2.2. Indicadores da electricidade

Os indicadores da fileira da electricidade assumem uma especial relevância porque as infra-estruturas convencionais de produção e transporte apresentam uma elevada inflexibilidade e tempos longos de recuperação dos investimentos.

Contra todas as previsões oficiais publicadas nas últimas décadas, o consumo de electricidade apresenta uma tendência de queda ou estagnação desde 2007, como se pode observar na Figura 5.

Apesar das evidências de tendência estrutural de redução dos consumos, e da constatação de repetidos erros crassos de previsão no passado, a DGEG e a REN continuam a prever cenários de aumento exponencial de consumos de 0,8 a 1,4% por ano até 2030 (DGEG, 2013d). Estas “previsões” de crescimento não são fundamentadas de nenhuma forma, nem é feita qualquer análise sobre os custos para o consumidor e a economia da criação de excesso de potência instalada. Esta omissão só pode ser classificada como lamentável num assunto desta importância.

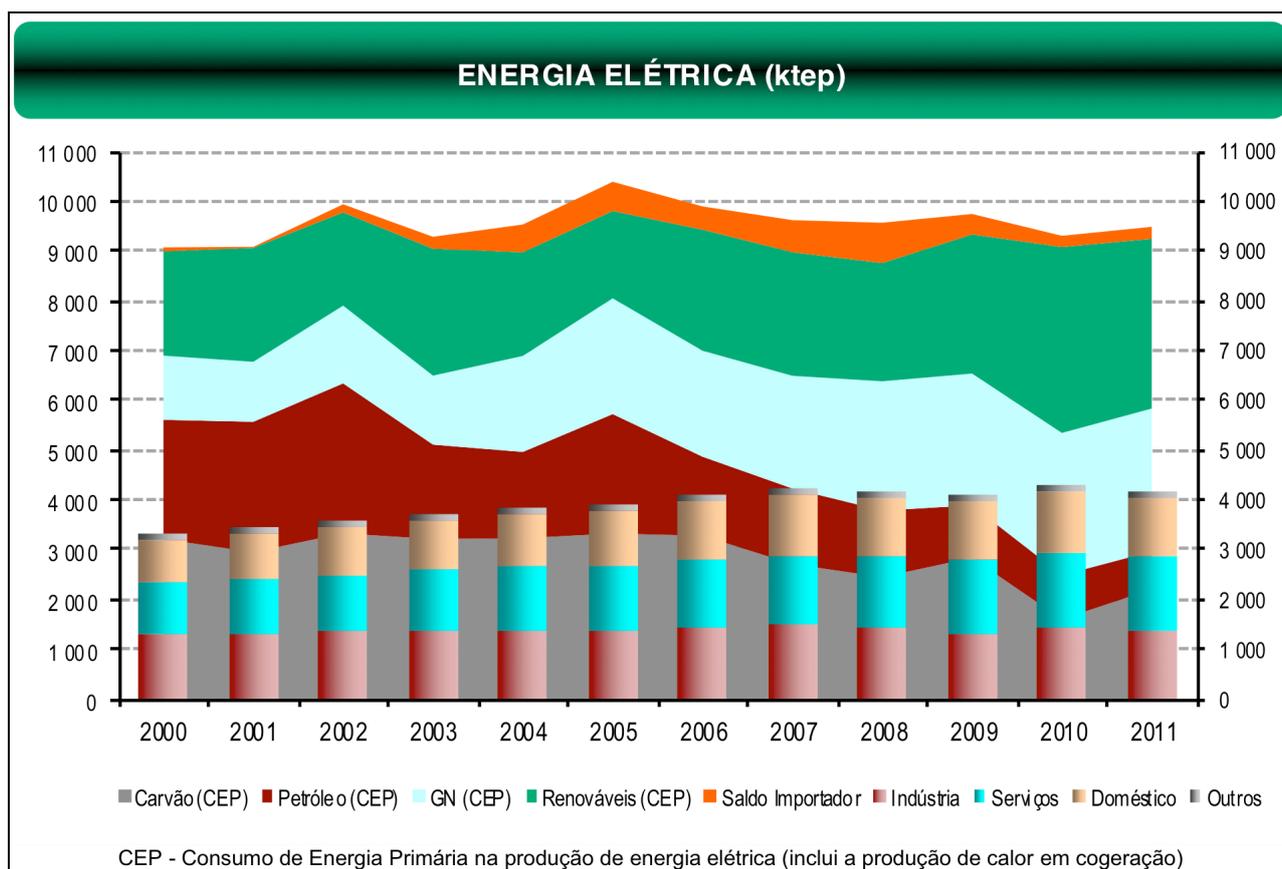


Figura 4— Consumo de energia primária e consumo final de electricidade 2000-2011 (DGEG, 2013b)

É certo que parte da redução dos consumos desde 2010 pode ser explicada pela crise económica. No entanto, a crise não explica a tendência de redução desde 2007, que será mais correctamente atribuída aos ganhos de eficiência, que representam uma poupança estrutural. A experiência nacional e internacional demonstra que qualquer cenário onde a melhoria de eficiência seja levada a sério conduzirá a reduções ou estabilização e não a aumentos de consumo, nos sectores da habitação, serviços e indústria.

O sector dos transportes é diferente, no sentido em que se espera e deseja uma alteração de paradigma, com progressivo aumento da mobilidade eléctrica — mais eficiente, menos dependente do exterior e tendencialmente menos agressiva para o ambiente que a mobilidade assente nos derivados do petróleo. No entanto, até 2020 (horizonte da estratégia europeia, da ENE 2020 e do PNAER 2013), não é verosímil um incremento substancial dos consumos eléctricos do sector. O consumo da tracção eléctrica ferroviária é hoje (infelizmente) marginal. Mesmo que a rede ferroviária duplicasse nos próximos sete anos, continuaria a ser um sector menor de consumo. Quanto ao carro individual eléctrico, embora seja expectável o seu progresso, é muito menos eficaz que as alternativas de transporte público, é ainda caro, e só se espera uma penetração significativa no mercado dentro de cerca de uma década (MM Lopes 2011).

Outro ponto a notar nos cenários oficiais de evolução da oferta e da procura é a ausência do fotovoltaico em quantidades significativas. O fotovoltaico é certamente uma das energias do futuro, porque não tem limitações ao nível do recurso. As limitações existentes são principalmente ao nível do custo do equipamento, e esse custo está a cair de mês para mês. É expectável que, dentro de poucos anos, o fotovoltaico provoque uma revolução do paradigma do uso da energia.

2.3. Indicadores de mobilidade e transportes

No sector dos transportes, todo o planeamento das últimas duas décadas privilegiou o automóvel individual e as obras públicas, desprezando totalmente indicadores de mobilidade, custo/eficácia, eficiência energética, ordenamento do território e impactes ambientais. Os indicadores actuais são preocupantes:

- Taxa de motorização elevada, a aproximar-se dos 500 carros/1000 habitantes, mais de um carro por família — acima da média europeia — um indicador sumptuário que não se coaduna com o estado económico do País;
- 2740 km de auto-estradas, com uma densidade de 30 km/1000 km², quase o dobro da média UE15, 16 km/1000 km² (ECORYS Nederland BV, 2006);
- 35% dos troços de auto-estrada em Portugal não têm tráfego que justifique nem uma via rápida 2+2, muito menos um perfil de auto-estrada (Madaleno e Melo 2012). Muitas dessas vias constavam no Plano Rodoviário Nacional como IC, tendo sido elevadas a auto-estradas com custos muito superiores sem qualquer fundamentação credível. Em 2011 (antes da colocação de portagens nas ex-SCUT), 65% das auto-estradas portuguesas tinham movimento significativamente inferior ao previsto nos estudos;
- 1700 km (mais de 60%) das nossas auto-estradas estão instaladas ao lado de linhas de caminho de ferro de longa distância. Em nenhum desses projectos de auto-estradas (91 entre 1995 e 2011) foi equacionada a possibilidade de melhorar o serviço ferroviário em vez de criar uma auto-estrada;
- Só 6% das mercadorias e 5% dos passageiros transportados por via terrestre em Portugal usam o comboio; os restantes usam o transporte rodoviário, sendo 84% do transporte de passageiros efectuado em automóvel individual — indicadores substancialmente piores que a média europeia (CE, 2010b);
- Áreas urbanas dispersas podem implicar consumos de energia nos transportes 15% superiores a áreas urbanas concentradas, por força da diferente qualidade de serviço do transporte público (Ferro, 2013);
- Em 2013 existiam na Área Metropolitana de Lisboa (AML) 3008 (três mil e oito) diferentes títulos de transporte público. Apesar de algum investimento em infra-estrutura como o metropolitano e interfaces, nas últimas duas décadas o uso do transporte público na AML tem decaído dramaticamente, na proporção da desregulamentação do sector, da multiplicação demente de títulos de transporte, da insuficiente interoperabilidade e da ausência de um modelo tarifário coerente (Venâncio 2013).

3. Distorções do mercado da energia

3.1. Sistema electroprodutor

O sector da electricidade apresenta distorções muito significativas, concretizadas principalmente numa multiplicidade de subsídios e incentivos à produção, com variados motivos. Na Figura 5 indica-se a evolução dos custos ditos de “interesse económico geral” (CIEG) incorporados na tarifa eléctrica. No caso da Baixa Tensão Normal os CIEG atingem 31% da tarifa.

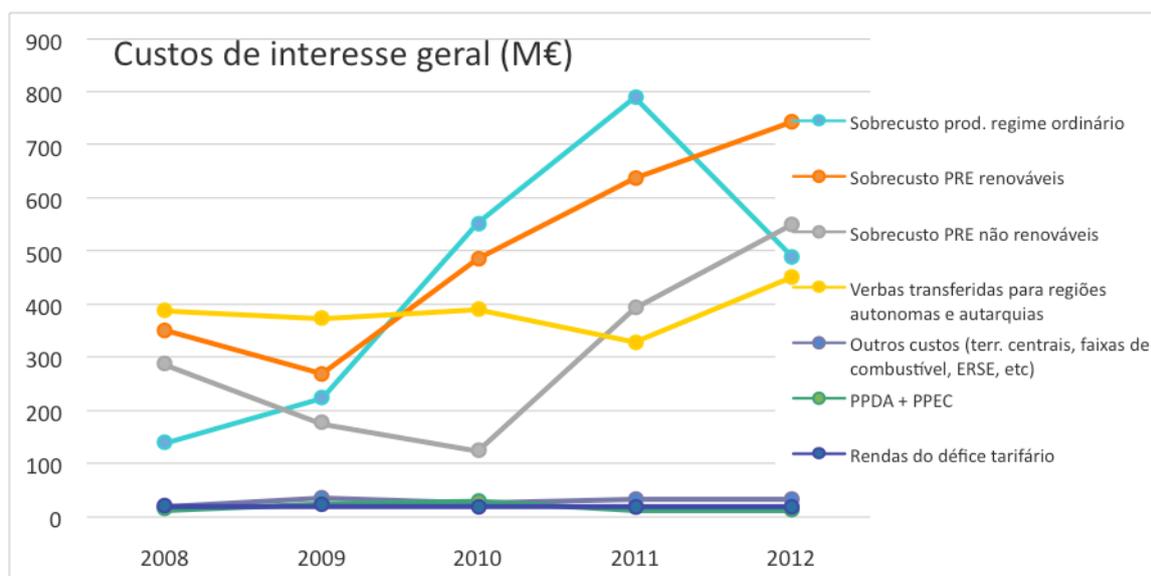


Figura 5 — Custos ditos de “interesse geral” integrados na tarifa eléctrica, 2008-2012 (ERSE 2008-2013)

Podemos verificar que historicamente o grande peso dos CIEG tem estado concentrado nos sobrecustos de produção das centrais de regime ordinário (grandes termoeléctricas e hídricas), seguido do sobrecusto da produção em regime especial renovável e não renovável, e das verbas transferidas para as regiões autónomas e autarquias locais. Independentemente da bondade dos motivos, que discutiremos adiante, todos estes subsídios representam distorções de mercado significativas — ou subsídios à produção, ou encargos com motivação política que pouco ou nada têm a ver com a energia.

É de notar que os custos com influência mais positiva na estrutura do sistema energético — o plano de promoção de eficiência energética (PPEC) e o plano de promoção do desempenho ambiental (PPDA) — representam em conjunto apenas cerca de 1% dos encargos totais com CIEG.

Garantia de potência e sobrecusto da produção em regime ordinário

Os contratos de aquisição de energia (CAE), foram introduzidos no Decreto-Lei nº 182/95, de 27 de Julho. Os produtores comprometiam-se a abastecer a rede nacional de transporte (RNT) e em troca receberiam uma remuneração mista, composta por custos fixos (encargos de potência) e encargos variáveis de produção de energia. Mais tarde, em 2003, o DL 185/2003, de 20 de Agosto, estabelece a cessação dos contratos CAE e as medidas indemnizatórias, designando-as como custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

Os CAE e os CMEC foram oficialmente justificados pela necessidade de garantir segurança no abastecimento de electricidade. A ideia era retirar o risco ao investimento em novas centrais electroprodutoras por parte dos proponentes, fomentando um sistema de garantia de potência que mantivesse a segurança no abastecimento. O problema é que os CAE, CMEC e outros esquemas de garantia de potência foram calculados com base em expectativas de crescimento de consumos totalmente irrealistas e infundadas.

A Directiva 2005/89/CE veio exigir “um elevado nível de segurança do fornecimento de electricidade” mas, por outro lado, exige transparência de políticas no sentido de evitar distorções na concorrência, garantindo condições de acesso à rede de comércio transfronteiriço de energia. A directiva refere ainda a prioridade de investir no lado da procura de energia — algo que nunca aconteceu em Portugal. Apesar da escassez de incentivos, nos últimos anos observamos em todos os sectores uma tendência para a redução dos consumos de electricidade.

Entre 2006 e 2011, a grande maioria da energia eléctrica produzida em centrais CMEC provinha do conjunto das hídricas (dependendo do índice de produtividade hidroeléctrica de cada ano) e da central termoeléctrica de Sines. As centrais do Carregado, Setúbal e restantes térmicas contribuíram marginalmente para as necessidades eléctricas nacionais. Esta distribuição da produção é um primeiro indicador do sobredimensionamento do parque eléctrico de reserva.

Na Figura 6 apresenta-se a evolução recente do índice de cobertura na ponta (ICP) e as consequências do excesso de oferta. Este índice é igual à razão entre a potência efectivamente disponível no sistema electroprodutor, e o pico de potência pedido pela rede. Um ICP de 1,1 é considerado o melhor compromisso entre a garantia de segurança e os custos incorridos, numa rede pouco interligada com o exterior como a Península Ibérica. No caso de uma rede mais aberta — o que acontecerá com a melhoria da capacidade de interligação nos Pirenéus — o valor ideal de ICP desce para 1,0 ou até menos.

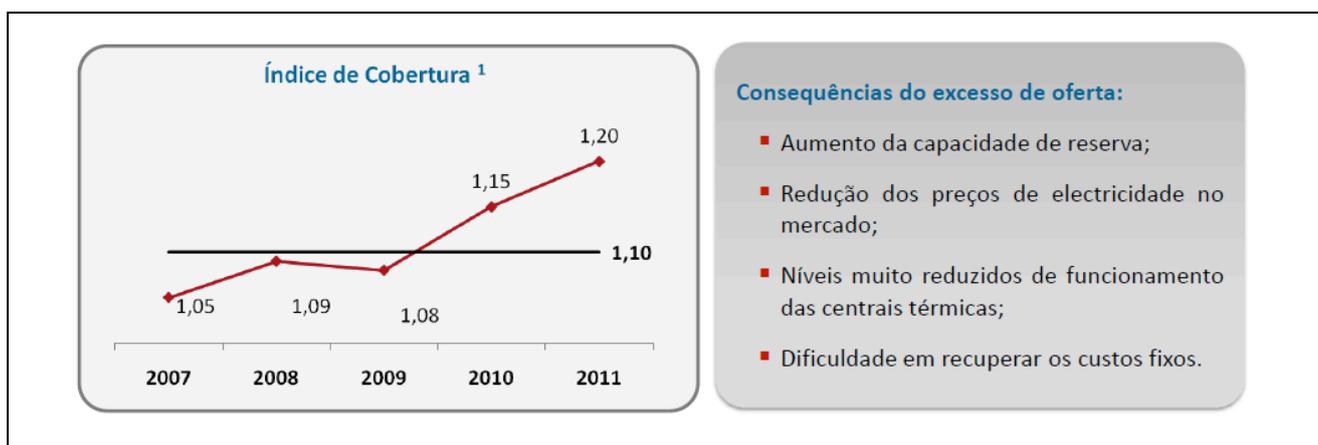


Figura 6 — Índice de cobertura e consequências do excesso de oferta (EDP, 2012)

A rede nacional aproximou o valor de referência em 2008 e desde 2010 está muito acima. Isto é causado por um rápido crescimento da potência instalada (principalmente na componente eólica), combinado com uma descida do consumo de electricidade.

Em 2012, por força do Programa de Assistência Financeira acordado com a União Europeia, o Fundo Monetário Internacional e o Banco Central Europeu, o Estado Português foi obrigado a reformular os CAE e CMEC. Lamentavelmente, o novo esquema criado pelas Portarias nº 139/2012 e nº 251/2012 é essencialmente um logro: nada faz para cumprir o seu mandato — limitar os sobrecustos associados à produção de energia eléctrica em regime ordinário; também nada faz para adaptar o sistema eléctrico ao novo paradigma de eficiência, descentralização, custo-eficácia e sustentabilidade.

Pelo contrário, os objectivos assumidos na Portaria nº 139/2012 são o “aumento da competitividade da produção nacional” (leia-se, do ponto de vista dos grandes produtores), conceder “subsídio aos centros electroprodutores térmicos configurado com o objectivo de maximizar a disponibilidade da capacidade instalada” e “Incentivo ao investimento a realizar em novos aproveitamentos hidroeléctricos determinado de modo a garantir estabilidade aos investidores e considerando, nomeadamente, os critérios previstos no regime revogado pela presente portaria”. Ou seja, estamos perante um caso clássico de mudar o papel de embrulho para que tudo fique na mesma.

Esta política de privilégio ao excesso de capacidade instalada em detrimento da eficiência corporiza-se nas decisões de criar duas novas centrais termoeléctricas a gás natural de ciclo combinado (licenciadas para Lavos e Sines) e nove grandes hidroeléctricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e sete das barragens previstas no Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, PNBEPH).

A REN - Redes Energéticas Nacionais examinou as consequências desta política para a segurança do sistema electroprodutor (REN 2012). Os principais resultados dessa análise são ilustrados nas Figuras 7 (capacidade instalada do sistema electroprodutor), 8 (índice de cobertura), 9 (relação entre a capacidade instalada e a ponta) e 10 (custos marginais de produção).

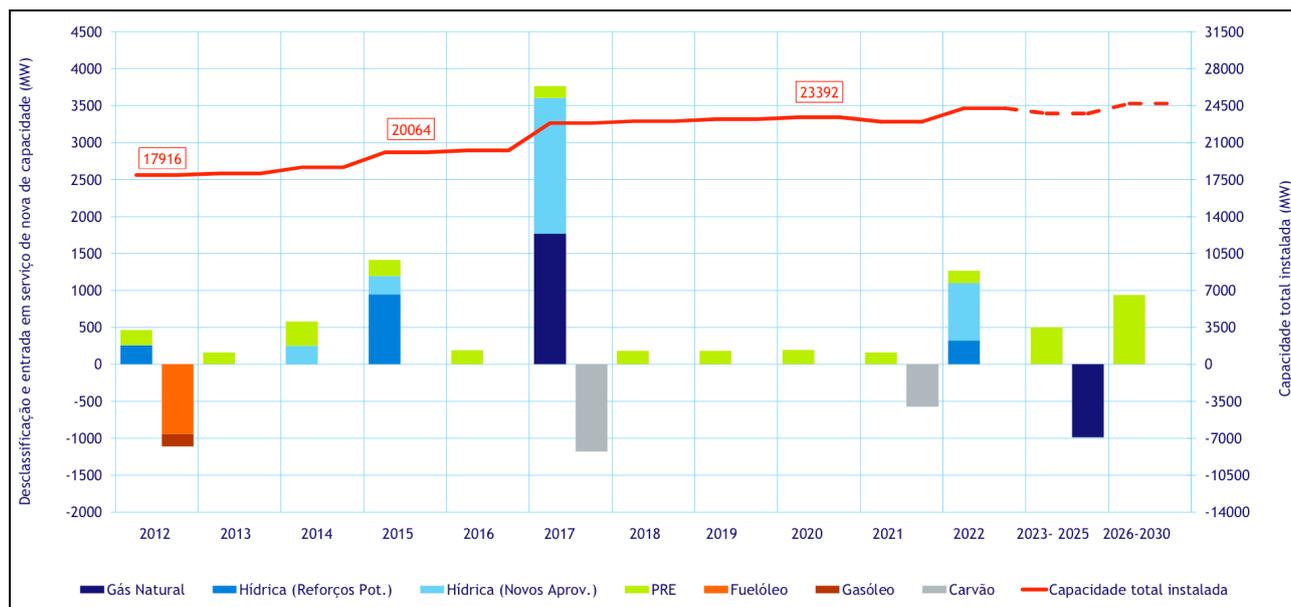


Figura 7 — Evolução da capacidade instalada no sistema electroprodutor 2012-2030 (REN, 2012)

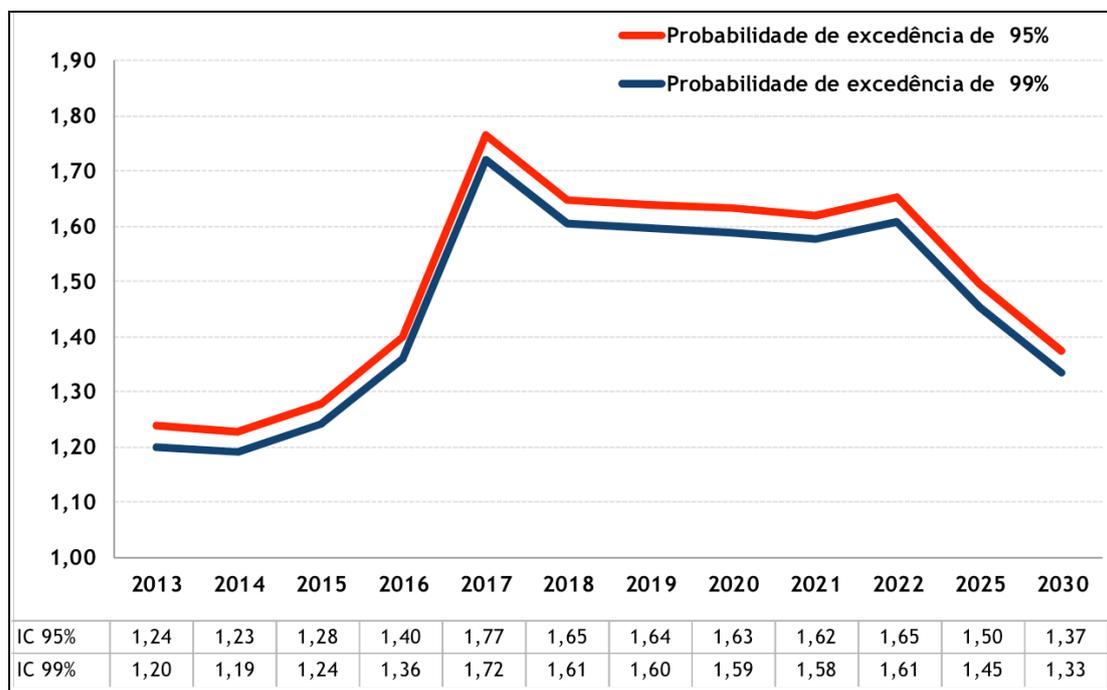


Figura 8 — Evolução do índice de cobertura do sistema electroprodutor 2013-2030 (REN, 2012)

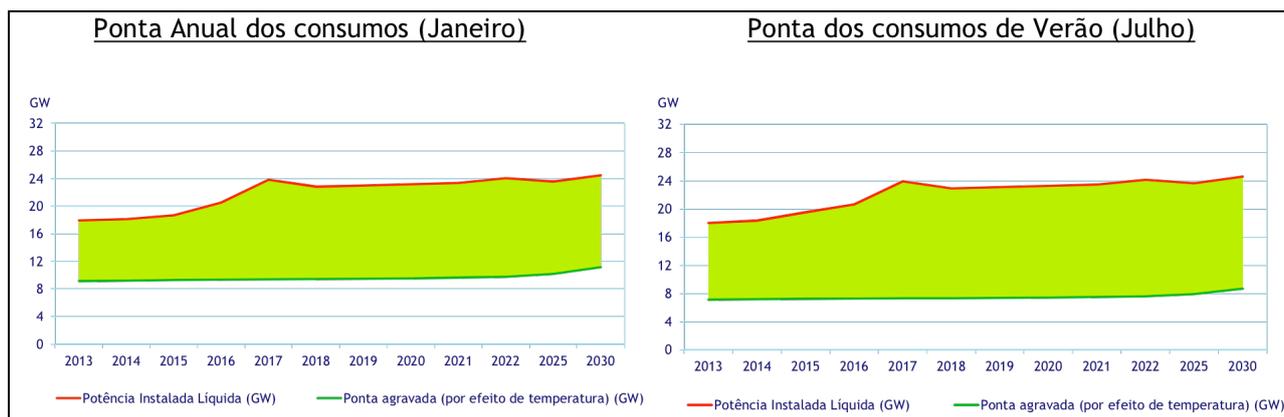


Figura 9 — Comparação da capacidade instalada e ponta de consumo 2013-2030 (REN, 2012)

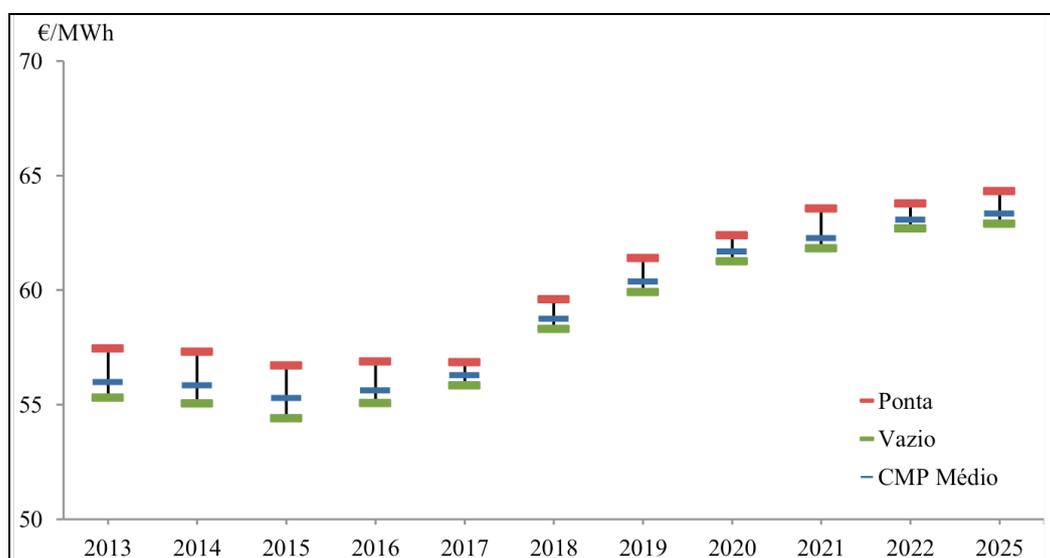


Figura 10 — Custos marginais de produção do sistema eléctrico 2013-2025 (DGEG, 2013d)

A informação disponível é clara: se este rumo político se mantiver, contra a lei e o bom senso, o País ficará (mais) amarrado a um sistema electroprodutor grosseiramente sobredimensionado. O índice de cobertura, que deveria situar-se pelos 1,1, irá crescer até uns inacreditáveis 1,7. A potência instalada líquida será quase o triplo da ponta do consumo, um exagero grosseiro mesmo com o nosso mix energético rico em renováveis. O custo marginal de produção sobe de 56 €/MWh em 2013 para 65 €/MWh em 2025. Note-se ainda que estes indicadores foram baseados em previsões de consumo não fundamentadas, que consideramos grosseiramente optimistas; caso a procura de electricidade se mantenha nos níveis presentes ou diminua, os sobrecustos serão ainda superiores.

Especialmente notória é a conclusão de que o sistema electroprodutor no regime ordinário irá tornar-se substancialmente mais caro que o actual. Isto poderá estar associado ao facto de tanto as centrais de ciclo combinado a gás (novas e existentes) como as novas centrais hidroeléctricas irem ter utilizações muito baixas: 8% no caso das novas barragens (Melo 2012), 17% no caso das centrais a gás (REN 2012).

A conclusão inequívoca é que os portugueses estão a pagar um serviço de “garantia de potência” sobredimensionado e desajustado às necessidades. O investimento em potência instalada excede largamente todas as metas. É razoável questionar se estes contratos não são um mero negócio que nada tem a ver com a garantia de abastecimento.

O GEOTA propõe que seja discutido publicamente um modelo de garantias de potência transparente e assente em objectivos e indicadores de desempenho claros.

Enquanto tal modelo não existir, defendemos a redução drástica das garantias de potência para níveis compatíveis com as necessidades reais. Fazendo apenas uma análise superficial dos encargos com o sobrecusto da produção em regime ordinário e dos indicadores de segurança do sistema (todos eles muito folgados), propomos para início de discussão que tais encargos sejam reduzidos para um terço da média dos valores do último triénio, ou seja, de cerca de 600 para 200 M€/ano.

Produção em regime especial (PRE)

A produção em regime especial (PRE) foi originalmente criada para ultrapassar os custos e outras barreiras de entrada no mercado de energias renováveis (com destaque para a eólica e solar) e outras tecnologias emergentes como a co-geração. São objectivos meritórios, em linha com a estratégia de aumento da fracção renovável da produção de electricidade. A aposta foi ganha, no sentido em que a produção em regime PRE atingiu, em 2012, 38% de contribuição para a produção eléctrica nacional. O problema é que, tal como no caso das garantias de potência, o princípio foi desvirtuado, criando encargos excessivos e perversos no sistema. Como regra geral, devemos privilegiar soluções de eficiência energética, certamente quando elas são mais baratas que as soluções de produção.

Na Figura 11 apresenta-se o valor da tarifa de venda à rede de electricidade em regime PRE (o fotovoltaico, que não consta na figura, atingiu 346 €/MWh em 2012).

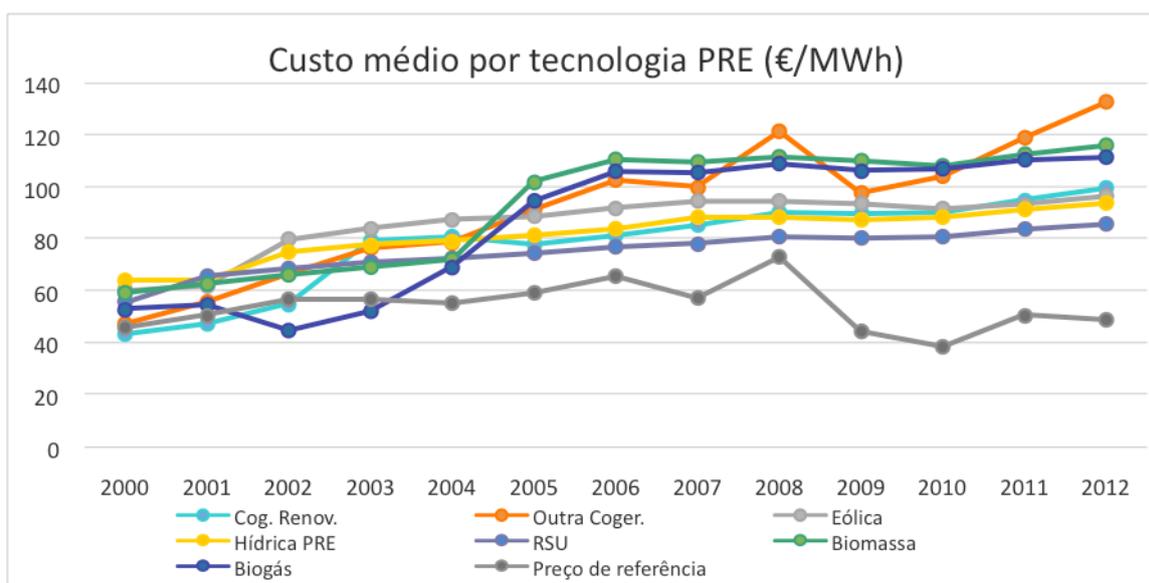


Figura 11 — Custo unitário de venda à rede da PRE por tecnologia (fonte: ERSE, 2013)

Na Figura 12 apresenta-se o montante anual dos encargos por tecnologia. Podemos observar que o maior encargo com as PRE é devido à energia eólica (970 M€ em 2012, com tendência para crescer). Podemos dizer que, quando foi criado, este apoio fazia todo o sentido: tratava-se de uma tecnologia emergente, com grande potencial e com custos de investimento elevados. Hoje a situação é algo diferente: é uma tecnologia madura e competitiva com a produção convencional térmica e hídrica, pelo que o nível de subsidiação presente deixou de ser adequado e deve ser reduzido — desde que as energias convencionais, até hoje fortemente subsidiadas, também tenham a subsidiação cortada. Tendo em conta os impactes ambientais elevados da produção térmica e hídrica, faz sentido que a eólica seja discriminada positivamente. A melhor forma de restaurar o equilíbrio, de forma transparente, será eliminar em paralelo os vários subsídios à produção, substituindo-os por ecotaxas diferenciais. Há ainda a considerar que, em termos de localizações *on-shore*, a energia eólica está a aproximar-se da saturação, devido a conflitos de vizinhança ou com a conservação da natureza. Há no entanto alguma margem para o reforço de potência dos parques existentes, e também a possibilidade de instalação de eólica *off-shore*. Estas questões devem ser consideradas na revisão, em baixa, dos apoios à energia eólica.

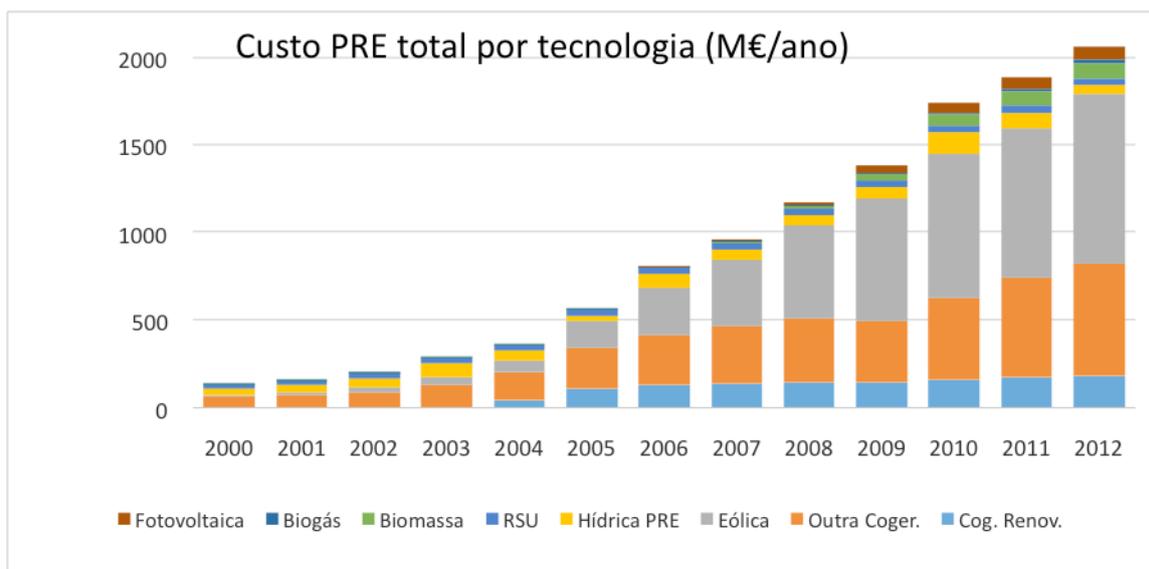


Figura 12 — Encargos com a PRE suportados pelos consumidores (adaptado de ERSE, 2013)

A “outra co-geração”, ou seja com recurso a combustíveis fósseis, é segunda tecnologia com mais encargos, ascendendo em 2012 a 600 M€. Esta é também a tecnologia com maior custo unitário na PRE (com excepção do fotovoltaico). Hoje em dia a co-geração é uma tecnologia madura e rentável, não fazendo sentido subsidiá-la; além disso, sabemos que há casos em que co-geração é declarada apenas para aproveitar o subsídio, com rendimentos baixos e sem sequer aproveitar o calor. Em muitos casos o combustível utilizado é altamente poluente, coque de petróleo ou fuelóleo pesado. Este subsídio perverso deve ser imediatamente eliminado.

A co-geração recorrendo a fontes renováveis não é tão censurável, mas deve ser questionado se faz sentido subsidiá-la, uma vez que em princípio seria rentável por si só — havendo utilizador para o calor.

Já a produção termoelétrica dedicada a partir de biomassa não faz sentido: essas centrais de ciclo vapor têm tipicamente rendimentos na ordem dos 25%, quando a mesma biomassa queimada numa central de co-geração ou numa caldeira com recuperador de calor, doméstica ou comercial, consegue ter um rendimento até 75%, três vezes maior. É um caso de crasso desperdício de recursos.

Quanto à produção de energia a partir de resíduos sólidos urbanos (RSU), é discutível se o seu custo deve ser pago na tarifa eléctrica ou na tarifa de resíduos. Sendo certo que a queima de certos resíduos pode ser uma alternativa preferível à sua colocação em aterro, é igualmente certo que a subsidiação da incineração constitui um incentivo à não reciclagem, pelo que pode contribuir para uma má gestão dos resíduos.

A energia hídrica tem um problema específico: dependendo da localização e dimensão, pode ter impactes gravosos sobre o território, sendo frequente geradora de conflitos. A subsidiação incentiva a falta de cuidado na preparação destes projectos. As soluções de microgeração hidroelétrica (que requerem pouca ou nenhuma nova infra-estrutura e provocam por isso impacte reduzidos) poderão ser mais interessantes, mas não têm tido grande acolhimento.

Finalmente, uma palavra para a energia fotovoltaica. Por um lado, é claramente a forma de energia emergente mais interessante, porque usa um recurso inesgotável, e os seus custos têm vindo a cair sistematicamente. Poderá haver questões ao nível dos impactes do ciclo de vida, mas tudo indica que brevemente o fotovoltaico descentralizado competitivo forçará um novo paradigma de uso da energia. Face ao preço da electricidade no mercado, neste momento já é competitivo na auto-produção para substituição parcial da electricidade da rede, embora ainda não o seja em modo *stand-alone*. Coloca-se portanto a questão de reequacionar o modo de subsidiação do fotovoltaico. Será porventura mais interessante optar por mecanismos de benefícios fiscais no investimento, em vez da tarifa *feed-in*.

Tendencialmente, o regime de PRE deve ser a excepção e não a regra. Os custos ditos “especiais” devem ser progressivamente internalizados nos custos normais de produção. A diferenciação entre fontes deve ser feita preferencialmente através de ecotaxas, relacionadas com os custos sociais e as pressões ambientais geradas pelas várias formas de produção de energia.

PNBEPH e subsídios ao investimento em novas barragens

Alegadamente o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico foi criado para cumprir funções ambientais e de regulação do sistema electroprodutor (PNBEPH: INAG *et al* 2007). Estas alegações são falsas, porque o PNBEPH é inútil no que toca às metas declaradas: o balanço ambiental é fortemente negativo, e as metas declaradas de 7000 MW hidroeléctricos e 2000 MW de bombagem já foram ultrapassadas pelos reforços de potência das barragens existentes (cf. Figura 13, Tabelas 2 e 3).

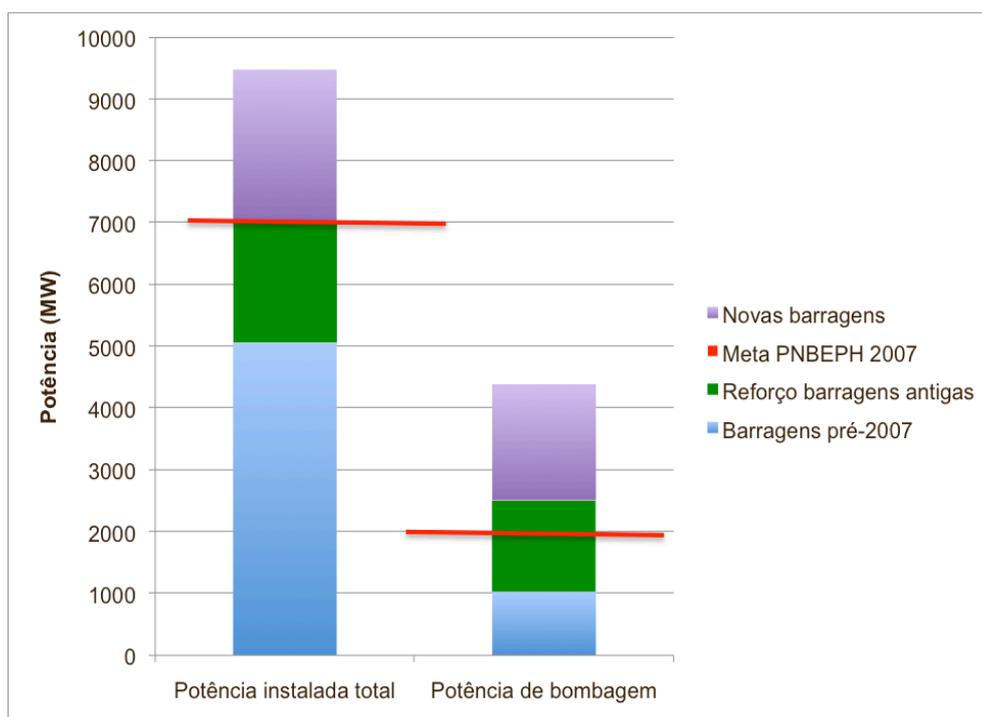


Figura 13 — Inutilidade do PNBEPH (fontes: INAG et al. 2007, GEOTA et al. 2011)

Tabela 2 — Aproveitamentos hidroeléctricos com bombagem em barragens existentes

Barragem/central	Rio	Bacia	Entr. serviço	Bombagem (MW)
Vilarinho das Furnas	Homem	Cávado	1972	79
Alto Rabagão	Rabagão	Cávado	1964	68
Aguieira	Mondego	Mondego	1981	336
Torrão	Tâmega	Douro	1988	140
Frades	Rabagão	Cávado	2005	192
Alqueva I	Guadiana	Guadiana	2004	214
Alqueva II	Guadiana	Guadiana	2012	220
Total instalado até 2007				1249
Venda Nova III	Rabagão	Cávado	2015	736
Salamonde II	Cávado	Cávado	2015	207
Paradela II	Cávado	Cávado	2016	318
Total em instalação (construção, projecto ou licenciamento)				1261
Bombagem total em barragens existentes				2510

Fonte: EDP: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/

Tabela 3 — Reforços de potência em barragens existentes

Reforços de potência desde 2007				Potência	Investimento
Barragem/central	Rio	Bacia	Entr. Serviço	(MW)	(M€)
Picote II	Douro	Douro	2011	246	140
Bemposta II	Douro	Douro	2011	191	132
Alqueva II	Guadiana	Guadiana	2012	260	160
Venda Nova III	Rabagão	Cávado	2015	746	300
Salamonde II	Cávado	Cávado	2015	207	200
Paradela II	Cávado	Cávado	2016	318	270
Total em reforços de potência				1968	1202
Sistema hidroeléctrico existente em 2007				5052	n.d.
Sistema hidroeléctrico com os reforços de potência				7020	n.d.

Fonte: EDP: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/

Os impactes negativos das novas barragens são inaceitáveis ou excessivos: eliminam os melhores solos agrícolas e os ecossistemas naturais, destroem povoações, bens culturais e paisagens, provocam a degradação da qualidade da água e do valor turístico local.

Na Tabela 4 sintetizam-se os indicadores de desempenho do PNBEPH. Como se demonstra, a relação eficácia/custo é desastrosa:

- Embora aumente em quase 50% a potência hidroeléctrica pré-existente, o PNBEPH representaria apenas 0,5% da energia primária e 3% da electroprodução, com uma disponibilidade da potência nominal de apenas 8%;
- É extraordinariamente caro: 3 541 M€ de investimento inicial traduzem-se num encargo para os consumidores-contribuintes estimado em 15 000 M€, o que equivale a 215 M€/ano ou um agravamento médio de 8% na factura eléctrica. O PNBEPH é particularmente disparatado num cenário de queda dos consumos de electricidade como o que vivemos hoje;
- Para a mesma quantidade de energia produzida, de substituição de importações ou de poupança de emissões, é quatro a doze vezes mais barato investir em eficiência energética, e cinco vezes mais barato investir no reforço de potência de barragens antigas, no que no PNBEPH.

Tabela 4 — Indicadores de desempenho das barragens novas, antigas e URE (Melo, 2012)

Indicador	Subsistema	Hidroeléctrica pré-2007 (a)	Reforços de potência em barragens antigas (b)	Total em barragens existentes (a)+(b)	Novas barragens: PNBEPH+2	Uso eficiente da energia	
						1,7 TWh/a	13 TWh/a
Potência instalada (MW)		5 052	1 968	7 020	2 458	n.d.	n.d.
Potência bombagem (MW)		1 029	1 481	2 510	1 875	-	-
Produtibilidade (TWh/ano)		10	2,8	12,8	1,7	1,7	13
Disponibilidade (% tempo)		23%	16%	21%	8%	n.d.	n.d.
Investimento (M€)		-	1 202	1 202	3 541	290	6 200
Custo produção (€/MWh)		55	22	50	120	10	30
% da potência hídrica 2007		100%	39%	139%	49%	n.d.	n.d.
% electroprodução total		21%	6%	27%	3,5%	3,5%	27%
% energia primária		3,2%	0,9%	4,1%	0,5%	0,5%	4,2%
% importações de energia		3,9%	1,1%	5,0%	0,7%	0,7%	5,1%
% emissões CO ₂ evitadas		n.d.	1,1%	n.d.	0,7%	0,7%	5,1%

As motivações para o PNBEPH parecem ser de ordem completamente diferente. Parte da explicação pode ser inferida da Portaria nº 251/2012, que prevê subsídios para as novas barragens ascendendo a 30 M€/ano (cf. Tabela 5).

Tabela 5 — Subsídios ao investimento em novas barragens

Barragem	Garantia (€/MW/ano)	Potência (MW)	Subsídio (M€/ano)	Subsídio (M€/10 anos)
Baixo Sabor	22 000	170	3,7	37
Ribeiradio	22 000	82	1,8	18
Foz Tua	13 000	254	3,3	33
Girabolhos/Bogueira	13 000	355	4,6	46
Alto Tâmega	11 000	242	2,7	27
Gouvães	11 000	660	7,3	73
Daivões	11 000	118	1,3	13
Fridão	11 000	238	2,6	26
Alvito	11 000	225	2,5	25
Total ou média	12702	2 344	29,8	298

O processo de concessão em 2008 também foi estranho: em relação às metas previstas no PNBEPH em 2007, os concorrentes propuseram o dobro da potência instalada ao triplo do custo originalmente previsto.

A conclusão é clara: o PNBEPH nada tem a ver com o interesse público ou a segurança do sistema energético, e muito menos com metas ambientais. Tem a ver por um lado com uma concepção dogmática da suposta bondade da produção hidroeléctrica, e por outro com o favorecimento das grandes empresas eléctricas, construtoras e banca.

Naturalmente, o GEOTA advoga a revogação do PNBEPH e dos subsídios ao investimento em novas grandes barragens.

Défice tarifário eléctrico

O preço de venda da electricidade aos consumidores finais tem sido por vezes inferior ao custo efectivo de produção, transporte e distribuição. A diferença era paga às empresas eléctricas através do orçamento de Estado (ou seja, dos impostos pagos pelos contribuintes) ou, mais recentemente, foi acumulada num “défice tarifário” que será eventualmente pago pelos consumidores, com juros. O pretexto para a criação deste défice era que a energia era um recurso essencial para economia e portanto devia ser barata; o motivo real normalmente era eleitoralista. Lamentavelmente, como qualquer caloiro de estudos económicos poderia prever, o resultado foi o uso ineficiente da electricidade, resultando em consumos excessivos e em maus indicadores de intensidade energética. Outra consequência desta abordagem foi a proliferação de incentivos à instalação de sobre-capacidade de produção eléctrica, como discutido acima.

O custo deste erro estratégico tem sido pago pelos contribuintes, consumidores e tecido económico em geral; em favor principalmente das empresas eléctricas, e em menor escala dos promotores de novos projectos, do sector da construção e da banca.

Por imposição do programa de apoio internacional, neste momento os custos do sistema eléctrico estão a ser pagos pelos consumidores. Está no entanto por liquidar o passivo acumulado dos últimos anos, que continua a vencer juros. Dados da ERSE indicam que no final de 2013 o défice tarifário ascenderá a cerca de 4 300 M€, com tendência para aumentar ainda em 2014.

Defendemos que o défice tarifário seja imediatamente resgatado com recurso a um empréstimo do BEI a baixo juro, sendo incorporado na tarifa o pagamento dos juros ao BEI; ou em alternativa que seja posto em prática um programa efectivo de resgate, pago com a redução dos subsídios perversos.

3.2. Impostos e taxas sobre a energia

ISP e IUC

Historicamente, o imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e o imposto único de circulação (IUC) têm sido considerado essencialmente como uma forma de arrecadar receita para o Estado.

O IUC é ainda muito baseado em fórmulas antigas, sendo cego aos efeitos ambientais.

A incidência de ISP é elevada na venda de produtos como a gasolina automóvel, mas há muitas distorções na formulação do imposto e muitos sectores beneficiados por isenções ou reduções: indústria, agricultura, transporte ferroviário e fluvial. A Tabela 6 apresenta o valor anual entre 2005 e 2011 para isenções do ISP.

Tabela 6 — Isenções de ISP 2005-2011

(M€)		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011p
Produtos petrolíferos	Isenções p/ produção eléctrica	9	3	2	2	1	2	1
	Isenções para maquinaria agrícola	57	62	74	71	66	67	67
	Isenções p/ motores estacionários e aquecimento	68	74	67	48	52	52	30
	Isenções p/ processos industriais	21	23	15	8	12	7	6
	Isenções a veículos ferroviários	9	10	11	10	9	8	7
	Isenções à navegação costeira e em águas interiores	27	27	27	25	23	22	20
Carvão	Isenções p/ produção eléctrica	19	11	9	8	8	8	4
	Isenções p/ processos industriais	0	0	5	8	8	9	9

Fonte: OCDE - <http://www.oecd.org/site/tadffss/PRT.pdf>

Na lógica da Reforma Fiscal Ambiental, a fórmula correcta será olhar para o ISP como uma forma de (i) penalizar combustíveis, formas de energia ou viaturas poluentes, de forma proporcional aos impactes gerados, e (ii) gerar receitas consignadas à promoção da eficiência energética e do transporte público.

Como regra geral, não deve haver isenções de ISP, porque isso cria inevitavelmente um incentivo ao desperdício. Os apoios ao sector empresarial em matéria de energia devem ter uma lógica completamente diferente: apoiar investimentos em eficiência energética que conduzam a redução dos consumos.

A Agência Europeia do Ambiente identificou um conjunto de impostos e ecotaxas que podem ser reforçados ou criados, em linha com outros países europeus (EEA, 2013):

- A maior fonte de receitas da tributação ambiental em Portugal corresponde a impostos sobre energia, onde se destaca a venda de combustíveis. Desde 1995 a tributação sobre combustíveis caiu cerca de 0,10€ por litro. A tributação da gasolina em 585 €/1000 L é consideravelmente maior que a taxa mínima europeia (359 €/1000 L) e que a espanhola (463 €/1000 L). Os impostos sobre o gasóleo, 367 €/1000 L, são pouco maiores que a taxa mínima europeia de (330 €/1000 L) e semelhantes à tributação espanhola. A actual diferença de preço do gasóleo entre Portugal e Espanha favorece já grandemente a economia espanhola especialmente devido ao transporte rodoviário internacional. O aumento da tributação do gasóleo levaria muito consumidores a optar por abastecer do outro lado da fronteira e a agravar esta situação. A vantagem dada aos veículos de passageiros a gasóleo ultrapassa os 500 M€/ano se considerarmos a discrepância em relação ao imposto sobre a gasolina. A EEA (2013) propõe equilibrar este valor com um imposto de “deslocamento” semelhante ao modelo dinamarquês diferenciado por classe de veículo;
- Aumento do Imposto Especial de Consumo de Electricidade (IEC) para níveis semelhantes aos espanhóis e gregos cria uma fonte de rendimentos mais significativa, mesmo que parte seja usada no suporte de tarifas sociais a famílias de baixos rendimentos;

- Na última década tem-se dado uma mudança no uso de derivados do petróleo para o gás natural. A tributação do gás natural tem sido mais leve. A AEA propõe um aumento dos impostos sobre o gás a igualar as taxas espanholas;
- Enquanto poluidores inseridos no esquema europeu de comércio de emissões (ETS) estão sujeitas a preços de carbono, uma grande quantidade de poluidores estão fora do âmbito do ETS. Introduzir taxas de carbono para emissores não-ETS garantiria por um lado uma abordagem mais equilibrada à mitigação de impactes e por outro maior justiça na concorrência. A AEA estuda uma tributação não-ETS semelhante à irlandesa e analisa cenários de maior tributação ao abrigo da directiva comunitária de tributação da energia (ETD);
- As centrais hidroeléctricas que já pagaram o investimento produzem a baixos custos conseguindo elevadas margens de lucro. Espanha introduziu uma taxa sobre a produção destas hidroeléctricas para reflectir o valor relacionado com os recursos naturais em questão. O Governo português anunciou uma medida semelhante ao abrigo do uso do domínio público hídrico.

A Tabela 7 apresenta potenciais receitas das medidas descritas acima.

Tabela 7 — Receitas potenciais de tributação adicional no sector energético

Tributação (M€)	2013	2014	2015	2016	Observações
Imposto de circulação		594	594	594	Imposto médio por veículo €200€
Combustíveis	69	137	137	137	Ajuste das taxas de imposto à inflação
Electricidade	83	166	166	166	Alinhar com níveis espanhóis e gregos
Gás: indústria e aquecimento	30	60	60	60	Igualar taxa espanhola de 1.15 €/GJ
Taxa de carbono		83	171	171	Tributação não-ETS subindo gradualmente até 15 €/t
				108	Aumento posterior em 2016 atingindo 20 €/t (ETD)
Hidroeléctricas		116	116	116	Taxar hídricas antigas, 10-20% do preço da electricidade
Total	182	1156	1244	1073	

3.3. Transportes

Carros de empresa

O esquema do “carro de empresa” tem sido simultaneamente uma forma de fuga ao fisco, e um incentivo ao uso generalizado e ineficiente do automóvel individual, em especial nas deslocações pendulares.

As empresas e instituições só devem ter frotas para deslocações em serviço, controladas e registadas, e na generalidade dos casos exclusivamente compostas por veículos comerciais.

Todos os outros benefícios aos “carros de empresa” devem ser totalmente cancelados: o carro individual será um direito dos cidadãos, mas é também uma forma ineficiente de deslocação pendular, que deve ser activamente desincentivada.

A Agência Europeia do Ambiente (EEA, 2013) estima que será possível o Estado arrecadar 483 M€ adicionais dentro de três anos.

Concessões rodoviárias e ex-SCUT

A maioria das ex-SCUT, agora sujeitas a portagem com pórticos, faz parte dos cerca de 40%, 1000 km, de auto-estradas inúteis (no sentido em que seriam substituídas com vantagem por um IC) — cf. Figura 14.

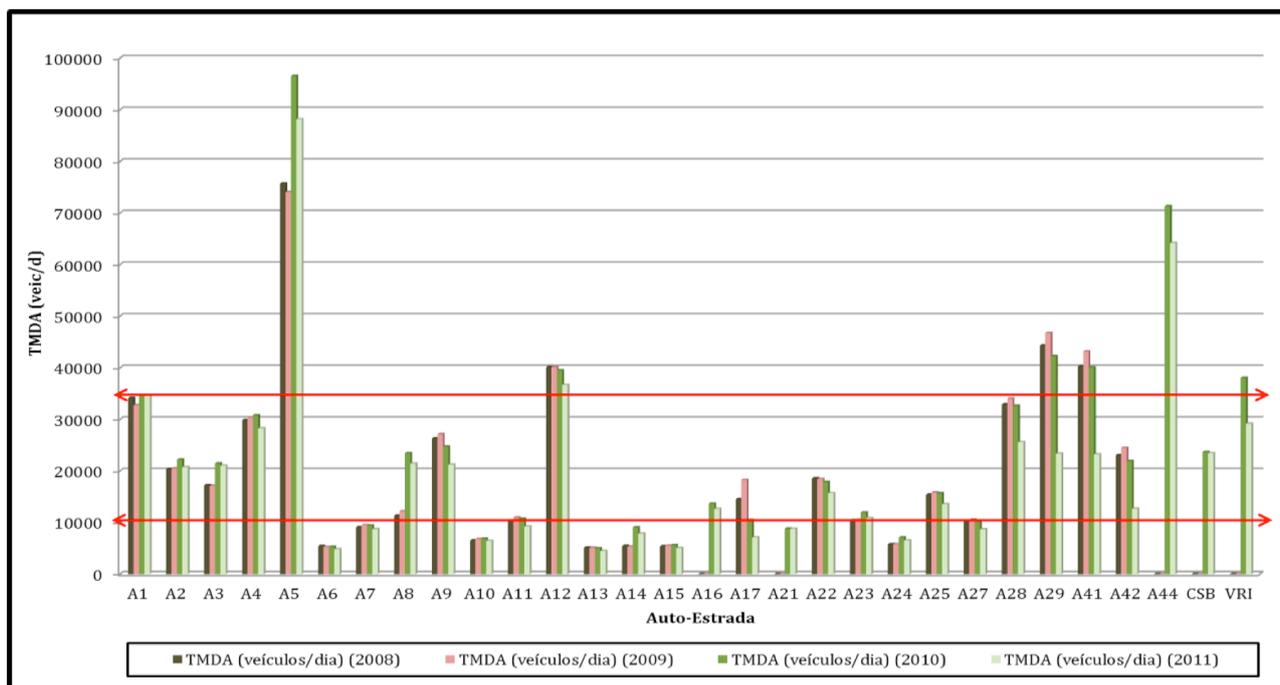


Figura 14 — Tráfego médio diário na rede de auto-estradas, 2008-2011 (Madaleno e Melo, 2012)

A grande maioria das ex-SCUT foi elevada a auto-estrada a pretexto de “previsões” de tráfego fictícias, ou baseadas em critérios sem qualquer fundamento técnico: em 2011, ainda antes do agravar da crise económica e da instalação de portagens nas ex-SCUT, 65% das auto-estradas tinha tráfego significativamente inferior ao previsto — em muitos casos menos de metade. Isto é duplamente grave: primeiro, porque na maioria dos casos esses estudos foram desenvolvidos exclusivamente pelos proponentes dos projectos, que eram os principais interessados em empolar os valores de tráfego para justificar obras mais caras; segundo, porque os serviços públicos e/ou os decisores políticos se demitiram de uma análise séria das “previsões” de tráfego, aceitando um modelo financeiro ruinoso para o Estado. Estamos perante uma longa série de casos de gritante incompetência, má-fé, ou ambas as coisas.

De facto, estas parcerias público-privadas, que seriam chamadas com mais propriedade “parasitagem do público pelo privado”, têm contratos que oferecem aos concessionários de obras pouco mais que inúteis o direito a benefícios com que nenhum negócio privado sonha.

Defendemos que estas concessões ruinosas sejam resgatadas de imediato, apenas pelo custo incorrido directamente nas obras (e não pelas rentabilidades miríficas implícitas nos contratos), recorrendo e.g. a empréstimos a juro baixo do BEI. Caso não seja possível fazê-lo por acordo, essa penalização deve ser feita por via fiscal. A má-fé não pode ser admitida num negócio entre pessoas de bem.

O programa de concessões SCUT foi mal dirigido desde o início. Em primeiro lugar, foi iniciado sem qualquer avaliação prévia sobre a sua economia, eficiência e eficácia, face ao modelo tradicional, via orçamento do Estado. Na fase de concurso, houve vários aspectos obscuros que, como refere o Tribunal de Contas (TC) na auditoria de 2003, contribuíram para o enfraquecimento da competitividade e comparabilidade das propostas e do respeito pelos princípios da concorrência e igualdade entre os concorrentes (TC, 2003):

- O Estado não definiu requisitos mínimos de qualidade e serviço, de normas de construção e de normas ambientais, a respeitar pelos concorrentes, o que teria sido importante, até para a uniformidade técnica das propostas e a respectiva comparabilidade;
- O sistema escolhido para avaliar as propostas foi um sistema aritmético de ponderação; de acordo com as directivas internacionais para o controlo dos financiamentos público privado e das

concessões, este tipo de sistema deverá ser evitado, uma vez que é pouco provável que represente com exactidão o valor das diferentes propostas num domínio tão complexo como o das parcerias público-privadas e das concessões;

- Na escolha de propostas, foi dada uma elevada ponderação aos critérios de cariz financeiro – valor acrescentado dos pagamentos para o Estado, o que incentivou os concorrentes a apresentarem propostas de baixo custo para o Estado, em detrimento de propostas tecnicamente boas, simplesmente para passarem à fase de negociações.

Este sistema de avaliação fez com que passassem à fase de negociações propostas tecnicamente inaceitáveis e insuficientes e não conformes com os cadernos de encargos ou, até, sem preencher os requisitos mínimos de uma auto-estrada (TC, 2003).

Relativamente aos encargos para o Estado, o custo total das concessões SCUT englobava os seguintes componentes:

- Pagamentos contratualizados (pagamentos fixos e portagens SCUT);
- Encargos com os processos expropriativos;
- Encargos com reequilíbrios financeiros;
- Encargos com o alargamento das vias.

Nas estimativas apresentadas em 2003 pelo TC, os encargos no âmbito dos pagamentos contratualizados ascendiam a quase 15 000 M€. O pico dos encargos do Estado com as concessões SCUT ocorreria entre 2007 e 2024, com uma média de encargos anuais próximo de 700 M€ (cf. Figura 15). Esta estimativa não incluía custos adicionais relativos a expropriações, prémios por baixa sinistralidade, reequilíbrios financeiros e ampliações de vias.

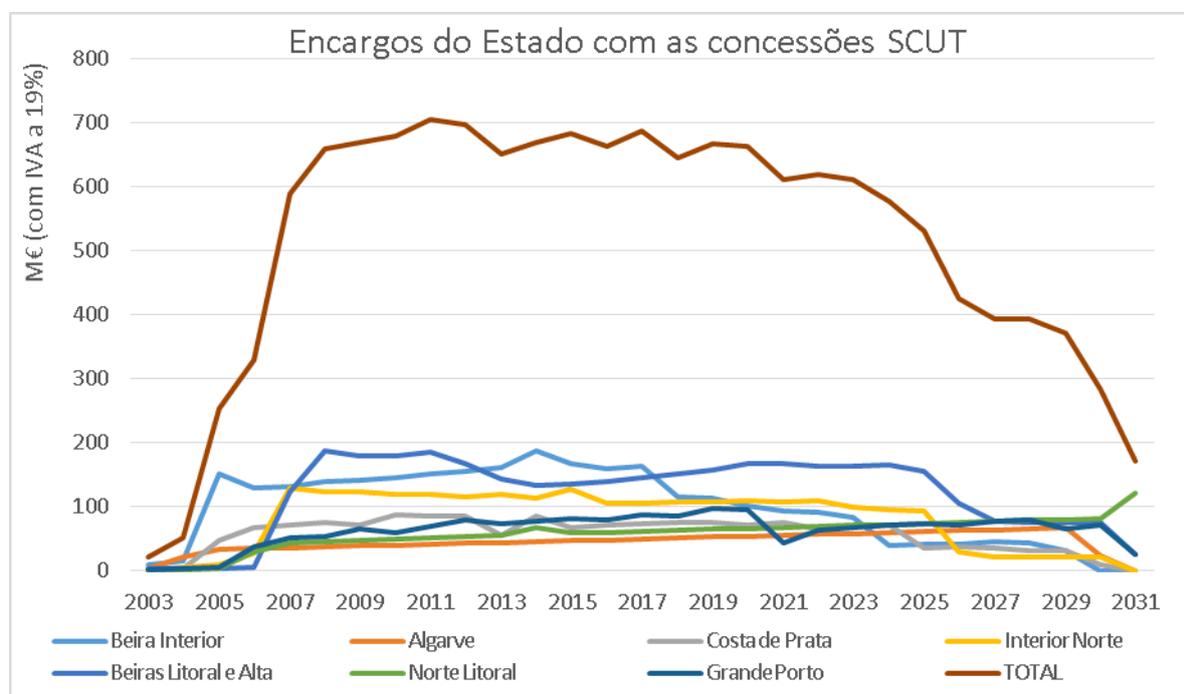


Figura 15 — Estimativa de encargos do Estado com as concessões SCUT (fonte: TC, 2003)

A introdução, em 2010, do novo regime de cobrança de portagens nas antigas SCUT foi precedida pelas renegociações dos contratos com as concessionárias que, segundo o TC (2012), veio permitir “às concessionárias um regime de remuneração mais vantajoso, imune às variações de tráfego, traduzindo-se, na prática, numa melhoria das suas condições de negócio e de rendibilidade accionista em comparação

com outras PPP rodoviárias (em regime de disponibilidade)”. Isto é, o risco de tráfego é transferido para a EP – Estradas de Portugal, que beneficia das receitas de portagem, em troca de um pagamento por disponibilidade, proporcionando às concessionárias uma renda, independentemente do tráfego verificado nas respectivas vias. É criado, além disso, um novo serviço prestado pelas concessionárias, o de cobrança de portagens.

Uma vez mais, todo o processo foi mal conduzido. O TC identifica vários aspectos das renegociações onde não foram, de todo, salvaguardados os interesses públicos. Não houve, por parte do Estado, qualquer avaliação dos custos associados à renegociação dos contratos. Esses custos incluem:

- Custo das externalidades ambientais resultantes do desvio de tráfego para as estradas secundárias;
- Custo do aumento da sinistralidade;
- Custo dos impactos económicos e sociais das regiões afectadas;
- Aumento dos custos de manutenção e conservação das vias secundárias devido a transferências de tráfego para aquelas vias.

Existindo um nível de risco inferior na remuneração por disponibilidade, também as taxas internas de rentabilidade (TIR) médias aceitáveis deveriam ser inferiores. Na Tabela 8 podemos ver que a TIR média exigida pelos accionistas das concessionárias SCUT era da ordem dos 11%, já no caso das subconcessões da EP o valor médio ronda os 9%. Apesar disto, o Estado aceitou manter as remunerações accionistas iniciais do caso base, claramente superiores às praticadas no mercado.

Tabela 8 — Comparação das TIR nas concessões SCUT e subconcessões EP (fonte: TC, 2012)

Concessão SCUT	TIR Accionista (caso case inicial)	Subconcessão EP, S.A.	TIR Accionista (caso case inicial)
Beira Interior	13,03%	AE Transmontana	9,96%
Algarve	7,72%	Douro Interior	7,98%
Costa de Prata	11,89%	Baixo Alentejo	8,48%
Interior Norte	13,28%	Baixo Tejo	11%
Beiras Litoral e Alta	13,01%	Litoral Oeste	13,10%
Norte Litoral	6,41%	Algarve Litoral	6,37%
Grande Porto	11,39%	Pinhal Interior	9,50%
Média	10,96%	Média	9,48%

Os critérios para definição dos pagamentos de disponibilidade não foram transversais para todas as concessões, uma vez que foram alinhados pelas projecções de tráfego do Caso Base quando estas estavam acima do tráfego real (caso das concessões Costa da Prata e Grande Porto) e ajustados ao tráfego real nas situações em que este apresentava uma situação mais favorável em relação ao do Caso Base (Concessão Norte Litoral)

Em termos de impactes financeiros, o Instituto de Infra-estruturas Rodoviárias (InIR) concluiu que os novos acordos de negociação conduzem a encargos previsionais brutos adicionais de 4 300 M€ (InIR, 2011), em relação à expectativa de encargos do Estado com os pagamentos SCUT das versões iniciais. Esses encargos irão absorver parte das receitas de portagem.

Apesar de um dos objectivos do Novo Modelo de Gestão e Financiamento do Sector Rodoviário ser o reforço do princípio do utilizador-pagador, na prática, o facto de se introduzirem portagens reais naquelas concessões não anula o princípio do contribuinte-pagador, uma vez que é o contribuinte que continuará a pagar a maior parte dos encargos, nomeadamente através da contribuição do serviço rodoviário (CSR), criada para financiar a EP. Aliás, as receitas de portagem estimadas nas concessões ex SCUT rondam apenas 30 a 40% dos custos totais (TC, 2012).

4. Potencial de poupança

4.1. Habitação

O sector doméstico, o terceiro maior consumidor de energia final em Portugal, passou de um consumo de 102 PJ/ano em 1990 para um máximo de 135 PJ/ano em 2005, reduzindo para 123 PJ/ano em 2010. Podemos assim distinguir duas fases nesta evolução: a primeira corresponde ao progressivo equipamento das habitações; a segunda denota ganhos de eficiência e, nos anos mais recentes, o efeito negativo da crise económica. O “Inquérito ao consumo de energia no sector doméstico” (INE/DGEG, 2011) fornece informação sobre o padrão de consumo energético das famílias. Na Figura 15 está representada a distribuição da energia consumida na habitação por fonte.

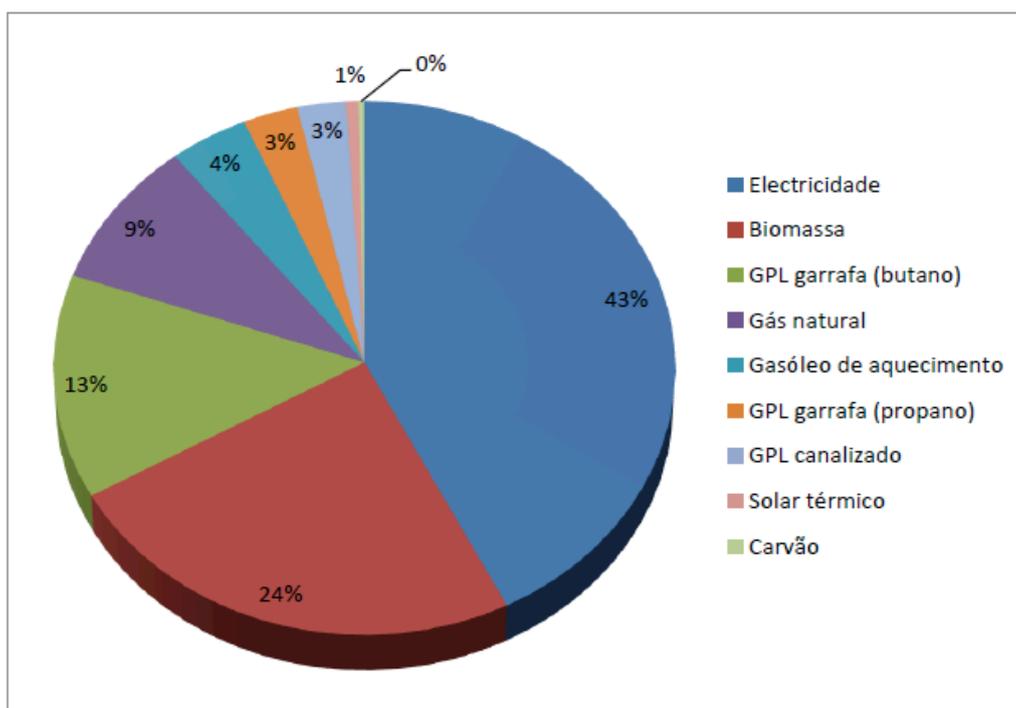


Figura 15 — Tipos de energia usados na habitação em Portugal em 2010 (INE/DGEG 2011)

Na habitação em Portugal, a forma de energia mais consumida é a electricidade, seguindo-se a biomassa e o GPL engarrafado. Para se conseguir aumentar a eficiência no uso da energia no sector, a electricidade será o alvo prioritário, seguindo-se a substituição dos combustíveis fósseis por solar e biomassa.

Com o aumento do poder de compra das últimas décadas, vários equipamentos aumentaram a sua penetração no parque habitacional (cf. Figura 16). Podem dividir-se os equipamentos em três grupos principais: (i) tendencialmente universais: equipamentos presentes em praticamente todas as habitações como fogão, frigorífico, televisão e máquina de lavar roupa; (ii) crescimento rápido e potencial crescimento futuro: micro-ondas, TV por cabo, computador; (iii) crescimento lento com tendência para a saturação: equipamentos como máquina de lavar louça, ar condicionado, aspirador. Estas tendências têm consequências no uso futuro de energia no sector: os equipamentos “universais” vão ser mais eficientes, contribuindo cada vez menos para o consumo total de energia na habitação; os equipamentos emergentes, em especial os multimédia, ao aumentarem em número nas habitações, vão aumentar o seu peso no total do consumo de energia.

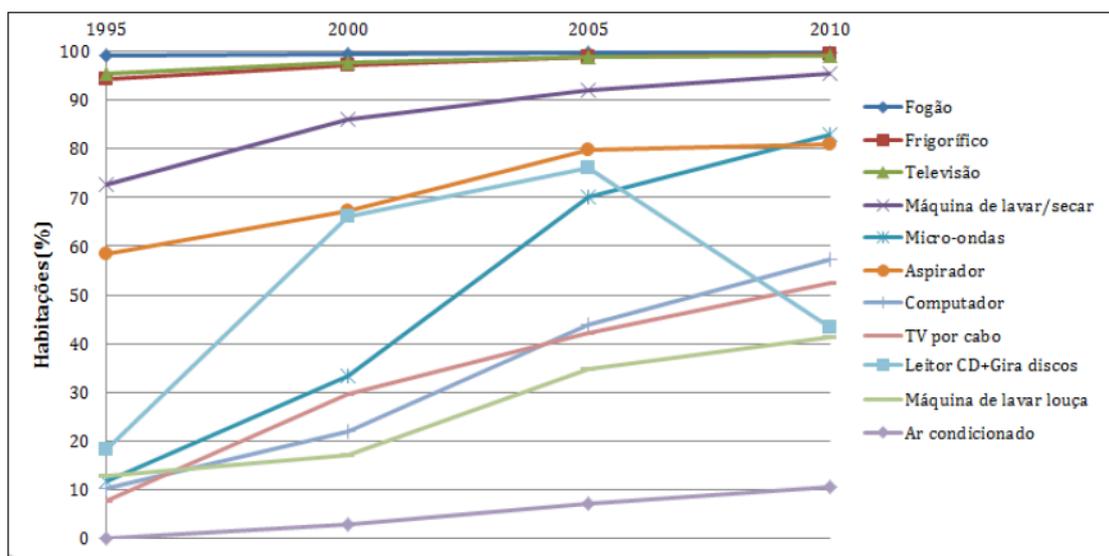


Figura 16 — Evolução da distribuição de electrodomésticos 1995-2010 (Pordata, 2012a)

Nas Tabelas 9 e 10 sistematizam-se os potenciais de poupança identificados no sector residencial, respectivamente por alojamento e global para o País.

Tabela 9 — Potenciais de poupança de energia na habitação, por alojamento (adap. Grilo 2012, Lopes e Melo 2011)

Potenciais de poupança por alojamento				Investimento (k€)			Retorno (anos)	
Tipo de medida	(GJ/ano)	(%consu.)	(k€/ano)	Cen.BAU	Priv.RFA	Publ.RFA	Cen.BAU	Cen.RFA
Mudança de hábitos	0,6	2%	0,1	0	0	0	0	0
Subst. equipamentos	6,3	23%	0,5	1,6	1,1	0,5	3,2	2,2
Solar térmico	4,3	15%	0,2	2,0	1,4	0,6	10	7
Benef. construção	2,8	10%	0,5	13	9,4	4,0	27	19
Todas as medidas	14	50%	1,3	17	12	5,1	13	9
Consumo actual	28	100%	Cenário RFA: 30% de incentivo no investimento					

Tabela 10 — Potenciais de poupança de energia na habitação, totais nacionais

Potenciais de poupança agregados a nível nacional				Investimento (G€)			Retorno (anos)	
Tipo de medida	(Mtep/ano)	(%consu.)	(G€/ano)	Cen.BAU	Priv.RFA	Publ.RFA	Cen.BAU	Cen.RFA
Mudança de hábitos	0,06	2%	0,4	0	0	0	0	0
Subst. equipamentos	0,60	23%	2,0	6,4	4,5	1,9	3,2	2,2
Solar térmico	0,41	15%	0,8	8,0	5,6	2,4	10	7
Benef. construção	0,27	10%	2,0	54	38	16	27	19
Todas as medidas	1,34	50%	5,2	68	48	20	13	9
Opção 1: PNAEE 2013	0,35	13%	1,2	3,7	2,6	1,1	3,2	2,2
Opção 2: -20% base	0,54	20%	1,8	5,7	4,0	1,7	3,2	2,2
Consumo actual	2,68	100%	Cenário RFA: 30% de incentivo no investimento					

A maneira mais célere de aumentar a eficiência no sector doméstico é investir moderadamente num programa de substituição de equipamentos por homólogos mais eficientes. Ao estudar a substituição dos equipamentos domésticos grandes consumidores, Grilo (2012) concluiu que: (i) é possível alcançar potenciais de poupança, por equipamento, de 21-67% quando substituídos por classes A/A+ e 58-94% quando se investe na melhor tecnologia; (ii) assumindo uma substituição de equipamentos em fim de vida,

o período de retorno do investimento é inferior a 5 anos, para os equipamentos A++ (preço da electricidade *business as usual*). Este segmento terá um potencial de poupança de 23% do consumo presente.

O investimento em painéis solares térmicos e alterações construtivas, apesar de menos custo-eficientes, representam em conjunto uma poupança potencial de 25% do consumo presente. Apesar de os períodos de retorno do investimento serem relativamente elevados, estas beneficiações da habitação melhoram substancialmente os níveis de conforto e garantem ganhos futuros muito significativos, dada a durabilidade dos materiais e a origem inesgotável de energia — o sol. Assim, a existência de incentivos (e.g. sob a forma de benefícios fiscais ou crédito bonificado) poderá ter um efeito decisivo nas decisões de investimento. Este tipo de medida tem a grande virtude adicional de providenciar emprego nos sectores das novas energias, construção civil e qualificação urbana.

Para cumprir a meta de 20% de poupança até 2020 (540 ktep/ano), o montante de incentivos públicos que deverá ser mobilizado pode estimar-se aproximadamente em 30% do investimentos no segmentos “equipamentos”, ou seja, cerca de 240 M€/ano durante sete anos. As medidas devem no entanto ser distribuídas por todos os segmentos, por forma a maximizar as oportunidades de adesão das famílias.

Para cumprir apenas a meta mais modesta do PNAEE 2013 até 2020 (~350 ktep/ano), o montante de incentivos públicos necessário seria cerca de 160 M€/ano durante sete anos.

4.2. Indústria

A eficiência energética funciona como motor de desenvolvimento económico, desempenhando um papel fundamental na redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Apesar dos benefícios, estudos demonstram que os potenciais de poupança, mesmo quando as tecnologias são identificadas em auditoria energética, não são implementadas na prática.

A indústria transformadora portuguesa pode ser caracterizada em dois grupos: instalações registadas no SGCIE (Decreto-Lei nº 71/2008), cujos consumos energéticos são superiores a 500 tep/ano e instalações registadas no CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão (Decreto-Lei nº 93/2010), sujeitas a regulação referente ao controlo de emissões de GEE, aqui colectivamente designadas IEI – Indústrias Energeticamente Intensivas; e as restantes, aqui designadas por PMI – Pequenas e Médias Indústrias, não abrangidas por programas específicos de incentivos ou regulação ambiental. As IEI representam 45 % dos consumos energéticos do sector; os restantes 55 % correspondem a PMI.

No sentido de identificar as medidas de eficiência implementadas e não implementadas, Brazão (2012) analisou uma amostra de 52 auditorias energéticas a indústrias de diversas actividades. Os indicadores para as medidas implementadas e não implementadas constam na Tabela 11.

Tabela 11 — Potenciais de poupança identificados em auditorias energéticas na indústria (Brazão, 2012)

Concretizados	Potencial poupança	Custo/eficácia	Retorno	
Segmento industrial:	(% do consumo)	€/(tep poupado/ano)	(anos)	
Energia intensivo	6%	900	3,1	
Pequenas indústrias	9%	1100	2,1	
Não concretizados	Potencial poupança	Custo/eficácia	Retorno (anos)	
Segmento industrial:	(% do consumo)	€/(tep poupado/ano)	Cen.BAU	Cen.RFA
Energia intensivo	2%	3600	5,2	3,1
Pequenas indústrias	23%	1800	4,3	2,1

Cenário RFA: subida do ISP (~2x) e concessão de valor equivalente como incentivo à eficiência

Foram analisados os critérios para a adopção de medidas, verificando-se que os dominantes são de natureza financeira. Quanto às barreiras ao investimento em medidas não implementadas, para as PMI é o

acesso ao capital, enquanto para as IEI é o risco associado ao investimento. Em ambos os casos o período de retorno do investimento é relevante.

Constata-se que terá melhor relação eficácia/custo ajudar PMI a investirem nas medidas não implementadas. A subsidiação de auditorias apenas a IEI, prevista para indústrias no SGCIE, é geradora de assimetrias no sector industrial. Paralelamente, a isenção de ISP prevista para IEI, não tem o efeito de melhorar a eficiência; pelo contrário, este benefício constitui um incentivo distorcedor, gerador de desigualdades na indústria e desincentivador da adopção de políticas de poupança.

O ensaio preliminar de uma política de incentivo à eficiência energética foi baseada nas barreiras identificadas e nos casos de sucesso verificados em países da EU-27. Foi ensaiada uma metodologia de análise da aplicação de uma taxa energética que permitisse reformular o actual Fundo de Eficiência Energética. A proposta é que essa taxa retornasse às indústrias através de uma dedução, em sede de IRC, de parte do custo de investimento de novas medidas, permitindo reduzir o período de retorno a níveis aceitáveis.

A Tabela 12 mostra uma estimativa simplificada dos potenciais de poupança para o nível nacional, considerando um benefício de 30% ao investimento, que permite passar o período de retorno médio das medidas identificadas de 4,3 para 3,0 anos. Admite-se que num cenário pós-recessão este período de retorno já seja suficientemente atractivo para a indústria. Este tipo de medida deve ser complementado com a racionalização da fiscalidade.

Tabela 12 — Cenários de poupança energética na indústria à escala nacional

Potenciais de poupança agregado a nível nacional			Investimento (G€)			Retorno (anos)		
Cenários de medidas	(Mtep/ano)	(%base)	(G€/ano)	Cen.BAU	Priv.RFA	Publ.RFA	Cen.BAU	Cen.RFA
Opção 1 — PNAEE 2013	0,3	5,4%	0,12	0,53	0,37	0,16	4,3	3,0
Opção 2 — 20% base	1,1	20%	0,45	1,95	1,36	0,58	4,3	3,0
Base: méd. cons. 2001/5	5,4	100%	Cenário RFA: 30% de incentivo no investimento					

Segundo o PNAEE 2013, até 2010 o sector industrial conseguiu concretizar poupanças de 180 ktep/ano tendo como referência os consumos do período 2001-2005, ou seja cerca de 4% de poupança, igual a metade da meta estabelecida no PNAEE 2008. A nova meta expressa no PNAEE 2013 é 470 ktep/ano, ou seja, são requeridas poupanças adicionais de 290 ktep/ano. Esta meta é modesta, podendo ser alcançada com incentivos públicos de cerca de 25 M€/ano. A concretização de um cenário de poupança mais voluntarista (20% do consumo de referência ou 1,1 Mtep/ano) requererá um investimento público da ordem dos 80 M€/ano durante sete anos. Esta operação pode ser no todo ou em parte financiada com a eliminação de isenções de ISP na indústria, que hoje ascende a 45 M€/ano (EEA, 2013).

4.3. Mobilidade e transportes

Continua a não haver em Portugal política de transportes coerente, com consequências graves em matéria de ambiente, energia e ordenamento. Portugal precisa desesperadamente de uma estratégia de mobilidade e transportes

Transporte de longa distância

A espinha dorsal de um sistema de transportes é a ferrovia de longa distância, com nós nas principais cidades, portos e plataformas logísticas. Como a nossa rede actual é essencialmente de bitola ibérica, deverá ser planeada a transição, digamos num horizonte de vinte anos, para o sistema ERTMS (European Rail Traffic Management System), que define requisitos para a bitola, electrificação e outras características da linha, material circulante e sistemas de sinalização, segurança e comunicações. A maioria das linhas deverá ser planeada para tráfego misto, passageiros e carga.

O projecto prioritário em Portugal é a linha Poceirão-Caia, com ligações a Pinhal Novo (terminal de passageiros para acesso a Lisboa) e Sines e Setúbal (portos e mercadorias), conforme os compromissos assumidos por Portugal perante a UE (Figura 17). Este projecto, embora aparentemente caro, tem na realidade uma excelente relação eficácia/custo, uma vez que poderá ser financiado em mais de 70% pela UE, e será certamente um ponto de viragem na renovação da ferrovia nacional. É também um domínio interessante (talvez o único nos próximos anos) de investimento em grandes obras públicas.



Figura 17 – Plano de implementação da rede ERTMS em Portugal, horizonte 2020 (EC, 2013)

Transporte urbano e suburbano

Há que apostar no transporte público urbano, em especial nos modos ferroviários ligeiros nas áreas metropolitanas, para substituir maioritariamente o transporte individual. Esta é, de longe, a forma melhor custo-eficaz de simultaneamente melhorar a mobilidade, reduzir a emissão de GEE e outros poluentes, melhorar a eficiência energética dos transportes, reduzir custos das deslocações pendulares, e promover um melhor ordenamento e qualidade de vida urbana.

O equilíbrio financeiro dos transportes públicos tem de ser conseguido, não pelo corte de custos sacrificando a qualidade do serviço, mas pelo contrário através da captação de novos utentes à custa de um melhor serviço e melhores taxas de ocupação dos meios existentes. O Estado terá sempre que suportar parte dos custos do transporte público, porque se trata de um investimento custo-eficaz; mas isso deve ser feito de forma transparente, idealmente recorrendo a receitas próprias obtidas com taxas sobre o uso do transporte individual.

Outros modos de transporte emergentes, e.g. o carro eléctrico e a bicicleta, embora devam ser incentivados, serão necessariamente marginais ainda durante muitos anos (MM Lopes, 2011; Madruga 2011; Ferro, 2013). Devem ser contemplados em acções de renovação urbana, mas não podem ser

entendidos como alternativas ao automóvel individual para o grosso das deslocações. Por outro lado, deve ser facilitada a mobilidade eléctrica e.g. de frotas de distribuição urbana ou equipamentos industriais, bem como sistemas de carregamento domiciliário (nocturno). Esses modos sim, são custo-eficazes e contribuem para o equilíbrio do sistema electroprodutor e para o paradigma das “cidades inteligentes”.

Um nicho particular com boa relação eficácia/custo é a complementaridade entre o transporte público e a bicicleta (Madruga 2012).

Também devem ser fomentados os direitos dos peões e os espaços pedonais, embora esta matéria seja mais do foro autárquico do que política nacional.

4.4. Edifícios de serviços e programa EcoAP

Os edifícios de serviços, pertencentes quer ao Estado, quer às empresas, quer a outras instituições, têm um grande potencial de poupança energética, que no entanto requer uma gestão complexa (Abreu, 2010). Muitas instituições com edifícios já certificados não procederam a investimentos para a melhoria da eficiência, ou porque não vêem qualquer vantagem nisso (não há quaisquer incentivos para o fazerem, o preço da energia é relativamente baixo) , ou porque não têm capacidade financeira (Graça, 2011).

Segundo o PNAEE 2013, apenas foi cumprida 9% das muito mais modestas metas do PNAEE 2008. O Programa de eficiência energética na administração pública (EcoAP) tem metas ambiciosas, mas não criou os meios necessários para concretizar tais metas (Madeira, 2013).

Para além das empresas gestoras de energia, será necessário alocar alguma verba que permita às instituições melhorar o seu desempenho energético, e.g. sob a forma de uma rubrica específica no Orçamento de Estado, ou permitindo o acesso a investimentos do BEI.

5. Síntese de propostas

Na Tabela 13 sintetiza-se a identificação de subsídios perversos, eliminação de reduções e isenções de impostos e outras distorções do mercado, bem como oportunidades para a criação de novas ecotaxas e impostos no sector energético. Parte desta informação resulta de trabalhos internacionais, especialmente da AEA e da OCDE. Outra parte resulta de estatísticas oficiais (INE, DGEG e outras) e de trabalhos desenvolvidos em Portugal, quer nas Universidades, quer em instituições públicas como a ERSE ou o TC. O trabalho do GEOTA consistiu por um lado em reunir, tratar e cruzar informação dispersa ou dificilmente acessível, e paralelamente construir uma filosofia de análise e intervenção coerente.

Encontrámos mais de 4 300 M€ de distorções no mercado da energia, das quais cerca de 3 800 M€ são passíveis de ser corrigidas no curto prazo — se não no Orçamento de Estado de 2014, certamente no de 2015, ou pela via de legislação sectorial.

Tabela 13 — Propostas para eliminação de distorções de mercado e criação de ecotaxas na energia

Sector	Medida	Valor (M€/ano)	Fonte/critério
Electricidade	Reduzir garantias de potência	400	índice cobertura ponta = 1,1
	Eliminar PRE cogeração e biomassa dedicada	430	média 2010-2012
	Reduzir PRE renováveis	290	reduzir 1/2, média 2010-2012
	Evitar encargos com novas barragens *	215	encargos futuros totais
	Criar taxa uso água p/ electroprodução	116	EEA 2013
	Eliminar défice tarifário *	322	juros de mora = 4300x7,5%
	Subtotal	1773	
Taxas de energia	Aplicar ISP à ferrovia e navegação fluvial	27	EEA 2013
	Alinhar ISP e IVA na agricultura	108	EEA 2013
	Alinhar ISP na indústria	45	EEA 2013
	Alinhar IVA dos combustíveis pesados	27	EEA 2013
	Alinhar ISP da gasolina e gasóleo	137	EEA 2013: inflação
	Alinhar ISP da electricidade	166	EEA 2013: Espanha e Grécia
	Alinhar ISP do gás natural, todos os usos	60	EEA 2013: Espanha
	Criar taxa de carbono	279	EEA 2013: 15-20 €/t
	Subtotal	849	
Transportes	Eliminar benefícios aos carros de empresa	483	EEA 2013
	Taxa de tráfego aéreo	98	EEA 2013
	Vinheta transportes internac. rodoviários	170	EEA 2013
	Alinhar IUC veículos diesel	594	EEA 2013
	Criar imposto sobre receitas das ex-SCUT	350	50% pagamentos OE
	Subtotal	1695	
Total de distorções quantificadas		4317	
Passível de poupar/cobrar a curto prazo (excepto *)		3780	

Temos consciência que algumas das distorções identificadas tiveram na sua origem motivações meritórias, e que nem todas podem ser rapidamente desmanteladas. Todas as medidas que propomos são para levar a sério, embora umas sejam mais polémicas e complexas de aplicar que outras. O País está em crise profunda, é mais que hora de clamar que “o Rei vai nú” e procurar soluções estruturais para os problemas.

Apesar das dificuldades, entendemos que é esse o caminho. É preferível criar transparência no mercado, eliminando os subsídios e isenções desnecessários, em especial os subsídios perversos, que têm efeitos danosos no ambiente e na matriz energética do País. A discriminação de comportamentos deve ser feita preferencialmente através de ecotaxas e de benefícios ou agravamentos fiscais, ou outros esquemas de incentivos transparentes, claramente relacionados com os objectivos de política.

Eliminar distorções não é suficiente: é necessário saber para onde queremos ir. Na Tabela 14 apresentamos um conjunto de eixos prioritários de intervenção, quantificados, correspondentes às poupanças ou novas receitas identificadas.

Tabela 14 — Propostas para aplicação das verbas poupadas e cobradas

Eixo prioritário de intervenção	Valor (M€/ano)	Observações
Incentivos eficiência energética e renováveis descentralizadas	500	Prioridade política energética
Resgate do défice tarifário em 10 anos via BEI	500	Eliminação de encargo
Investimento na rede ferroviária e outro transporte público	500	Prioridade projectos transportes
Resgate das barragens de Foz Tua, Baixo Sabor e Ribeiradio	300	Maior ameaça ao ambiente
Redução de impostos sobre o trabalho	2000	Princípio fundamental RFA
Total	3800	

Como foi dito no início, este não é um trabalho acabado. O presente relatório tem como objectivo iniciar uma discussão pública e o diálogo com todos os parceiros interessados num sistema energético socialmente mais equitativo, economicamente mais eficiente, e mais compatível com o ambiente.

João Joanaz de Melo
 Presidente do GEOTA
 19 de Novembro de 2013

Referências

- Abreu JW, Melo JJ (2011). Municipal and business energy management in public buildings and services buildings: case study of Cascais Municipality. In: Garcia AM, Oliveira AS, Correa EMC, Brito PSD (Eds), *Proc. 4th International Congress on Energy and Environment Engineering and Management*. Selected papers. Editorial @becedario/Publidisa. ISBN 978-84-9978-025-2
- Brazão A (2012), Políticas para a promoção da eficiência energética na indústria portuguesa. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL, Novembro 2012
- CE (2010a), *COM (2010) 639 final: Energia 2020 — Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura*. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, Conselho, Comité Económico e Social e Comité das Regiões. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0639:FIN:PT:PDF>
- CE (2010b). *EU Energy and Transport in Figures — statistical pocketbook 2010*. European Commission. ISBN 978-92-79-13815-7, ISSN 1725-1095
- DGEG (2013a), O PNAEE 2016 e PNAER 2013-2020: Estratégias para a Eficiência Energética e Energias Renováveis. “Debates ao fim da tarde”, Associação Portuguesa de Energia, Lisboa, 2 Maio 2013
- DGEG (2013b), *Energia em Portugal: principais números*. Direcção-Geral de Energia e Geologia. www.dgeg.pt/ >>Estatísticas e preços - balanços e indicadores energéticos
- DGEG (2013c), *Balanço Energético Sintético 2012*. Direcção-Geral de Energia e Geologia, Junho 2013.
- DGEG (2013d), *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2013-2030*. Direcção-Geral de Energia e Geologia, Março 2013. www.dgeg.pt/
- DGEG (2013e). Balanço energético por sectores 2000-2011 (provisório). Direcção-Geral de Energia e Geologia. www.dgeg.pt/
- EC (2013), ERTMS - European Rail Traffic Management System, European Commission / Transport <http://ec.europa.eu/transport/modes/rail/interoperability/ertms/>
- ECORYS Nederland BV (2006). *Study on Strategic Evaluation on Transport Investment Priorities under Structural and Cohesion funds for the Programming Period 2007-2013*. European Commission. Nº2005.CE.16.0.AT.014.
- EDP (2012), A Energia Hidroeléctrica no Actual Contexto do Mercado. *Seminário Internacional Portugal – Brasil Diversidades e Estratégias do Sector Eléctrico*. Universidade do Minho. Guimarães, 17 de Fevereiro de 2012 (ppt: 27 slides)
- EEA (2013), Environmental fiscal reform — illustrative potential in Portugal. *Conference “Green taxation: a contribution to sustainability”*, MAMAOT/MF, Lisbon, 30 April 2013. European Environment Agency, Staff Position Note SPN13/01.
- ERSE (2008-2013), *Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços*, relatórios da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- ERSE (2013), Informação sobre produção em regime especial (PRE): Portugal Continental: dados actualizados a Maio 2013, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Eurostat (2012), Base de dados — indicadores de energia.
- Ferro F (2013), Relação entre a estrutura territorial e opções de mobilidade sustentável: caso-estudo Barreiro. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL, Maio 2013.

GEOTA, FAPAS, LPN, Quercus, CEAI, Aldeia, COAGRET, Flamingo, SPEA, MCLT (2011), Memorandum “The Portuguese dam program: economic, social and environmental disaster”, delivered to the EC, IMF and the Portuguese Government, May 2011

Graça F (2011), Eficiência energética em edifícios de serviços no Concelho de Almada. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL, Novembro 2011.

Grilo J (2012), Avaliação do potencial de poupança de energia na habitação em Portugal. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL, Novembro 2012.

INAG/DGEG/REN (2007). *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)*. Instituto da Água, Direcção Geral de Energia e Geologia, Redes Energéticas Nacionais.

InIR (2011), Renegociações das Concessões Rodoviárias 2010 – Impactos Financeiros – Parte I – Conclusões Globais.

Lopes MM (2011), Avaliação do potencial de difusão do veículo eléctrico na AML. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL, Outubro 2011.

Lopes TP, Melo JJ (2011). Potential energy savings in the climatization of residential buildings in Portugal. In: Silva R, Tomé E (Eds), *Proceedings of MSKE 2011 — International Conference on Managing Services in the Knowledge Economy*, 834-844. CLEGI/U. Lusíada. ISBN 978-989-640-103-0.

Madaleno M, Melo JJ (2012). Can EIA improve energy performance of transportation? *Proc. IAIA 2012 — Annual conference of IAIA — Energy future — the role of impact assessment*. Porto, Portugal, 27 May-1 June 2012. www.iaia.org/conferences/iaia12

Madeira AS (2013), Políticas para a promoção da eficiência energética nos edifícios da administração pública. Dissertação de Mestrado em Energias Renováveis, FCT-UNL, Novembro 2013.

Madruga P (2012), Estratégias de planeamento de mobilidade ciclável e avaliação da transferência modal – caso de estudo em Almada. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL, Maio 2012.

Melo JJ (2012). Not sustainable: the sad business of Portuguese new dams. *IAIA 2012 — Annual conference of IAIA: Energy future — the role of impact assessment*. Porto, Portugal, 27 May-1 June 2012. www.iaia.org/conferences/iaia12

PCM (2008). Resolução do Conselho de Ministros nº 80/2008, que aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE 2008-2015).

PCM (2010), Resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010, que estabelece a Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020).

PCM (2013), Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013, que aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE 2013-2016) e o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER 2013-2020).

REN (2012), Monitorização da segurança de abastecimento do SEN: período 2013-20120. Rede Eléctrica Nacional, Abril 2012.

TC (2003), Relatório de Auditoria nº 14/2003 - 2ª Secção: Auditoria às concessões rodoviárias em regime de portagem SCUT. Tribunal de Contas. Disponibilizado em 2003/05/29

TC (2012), Relatório de Auditoria nº 15/2012 - 2ª Secção: Auditoria ao modelo de gestão, financiamento e regulação do sector rodoviário. Tribunal de Contas. Disponibilizado em 2012/05/31

Venâncio FM (2013), Influência dos tarifários de transportes colectivos na repartição modal dos transportes na AML. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Ambiente, FCT-UNL Junho 2013.