Audição Parlamentar

Comissão de Economia, Inovação e Obras Públicas

Vítor Santos
ERSE

12 de Julho de 2016

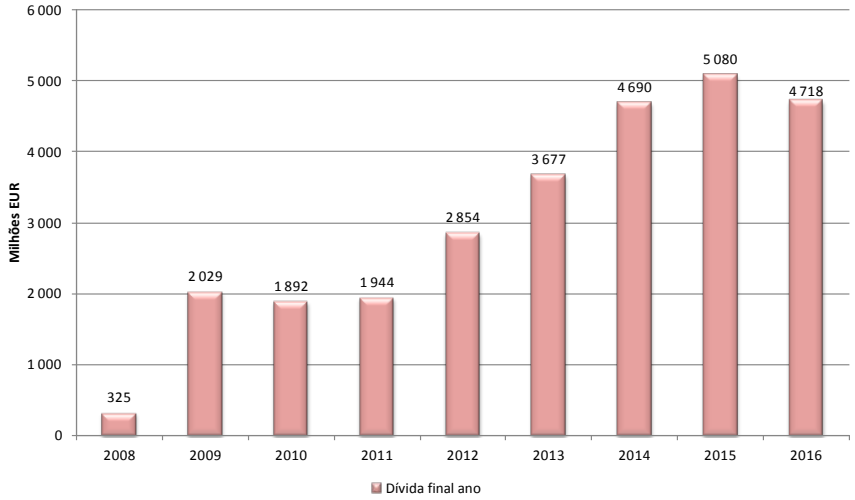
ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Sumário

1. Dívida Tarifária
2. Custos do Setor Elétrico
3. Medidas de Redução de Custos
4. Garantia de Potência

Dívida tarifária

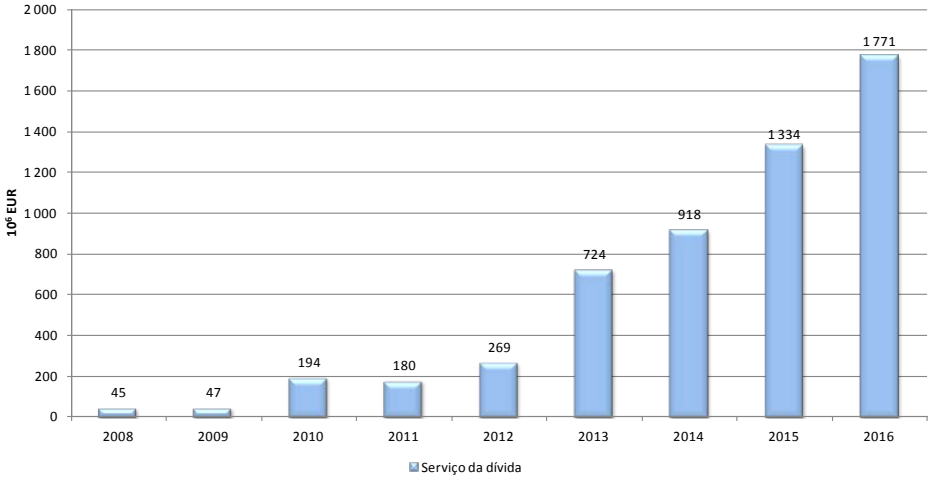
Vetores que contribuem para o aumento tarifário



O serviço da dívida (amortização e juros) cresceu (437M € repercutidos nas tarifas) e a dívida diminuiu (362 M €).

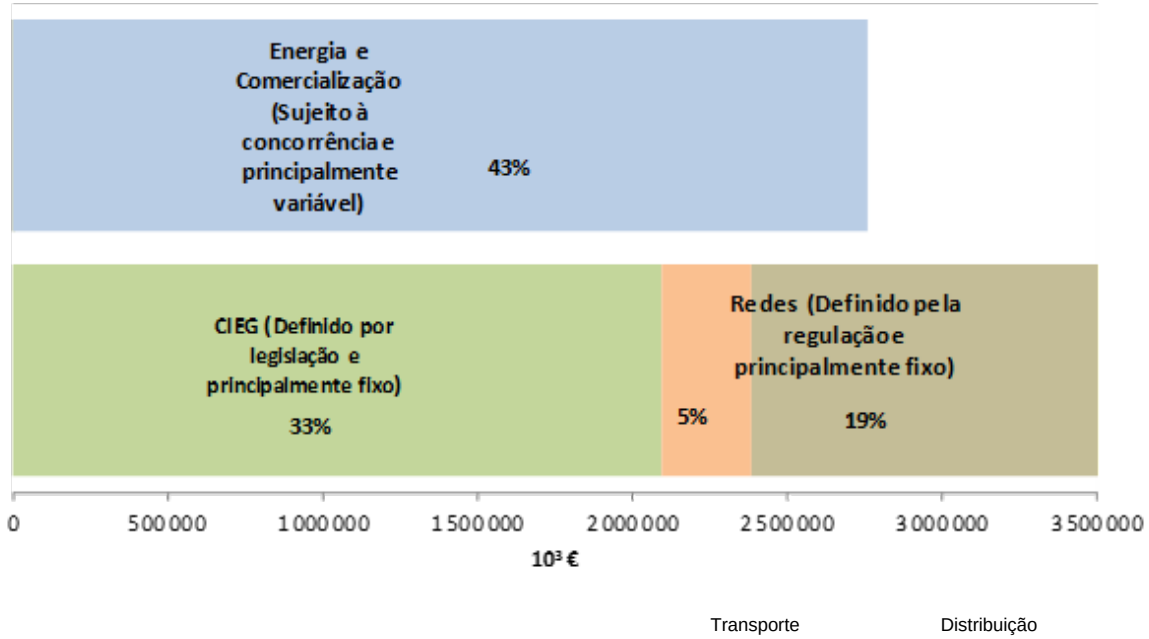
Apesar de ser um esforço para os consumidores, são bons sinais no sentido da promoção da sustentabilidade, porque :

- Assinalam um menor peso da dívida no futuro.
- Tarifas já conseguem recuperar custos do ano, além do serviço da dívida do passado.



Custos do setor elétrico

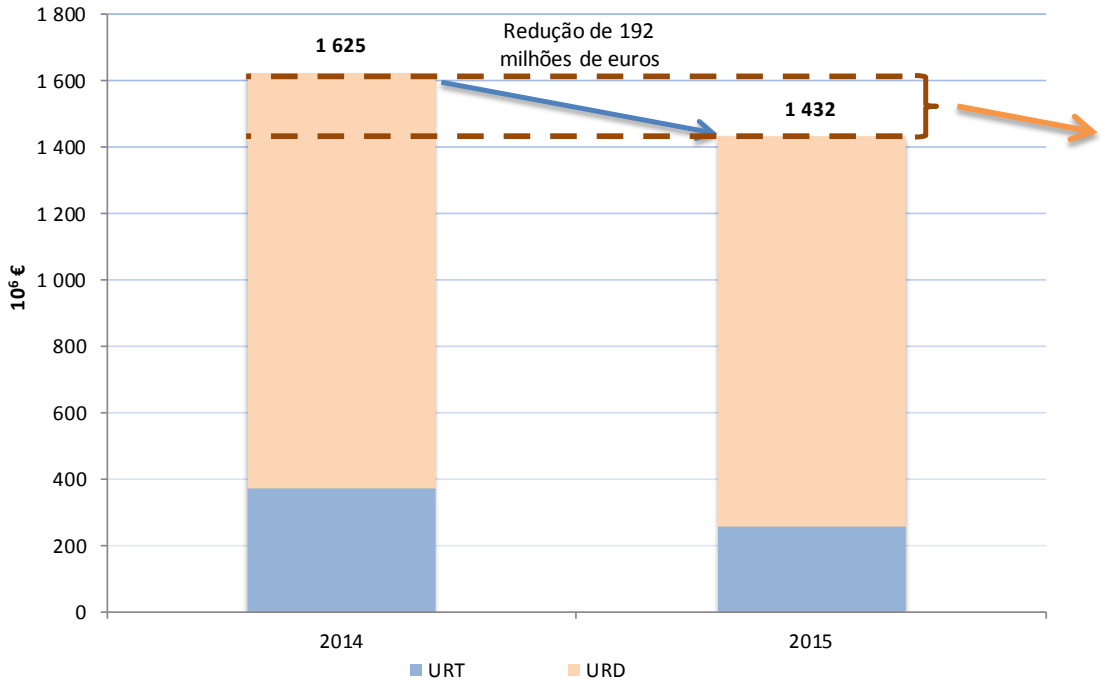
- Custos totais do setor elétrico – cerca de 6,4 mil milhões de euros

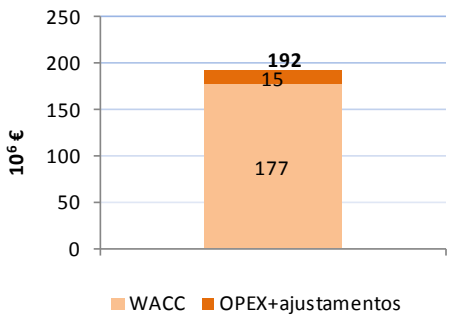


O peso dos custos regulados pela ERSE diminui significativamente na fatura do cliente. Quando em 1999 a ERSE definiu pela primeira vez tarifas, o peso das tarifas de acesso às redes de transportes e de distribuição, **as únicas que dependem das decisões da ERSE**, representavam 48%. Em 2016, representam metade dessa percentagem, 24%; as restantes componentes são custos associados aos CIEG (custos de politica energética) ou definidos pelo mercado (energia no mercado grossista ou comercialização no mercado retalhista).

Redução dos custos das redes (12% de redução para 2014 face a 2015)

Diminuição das taxas de remuneração dos ativos





192 milhões de euros de redução dos custos dos acessos às redes de transporte e distribuição, dos quais **177 milhões de euros** são decorrentes da redução do WACC em 260 b.p.

- Paralelamente verificou-se em 2015 uma **redução** do investimento em redes na ordem dos **7,2%**, relativamente ao valor médio do investimento ocorrido entre 2012 e 2014.
- O plano de investimento na rede de distribuição prevê uma redução de 25% face aos últimos anos.

Alguns exemplos ilustrativos

- **Mercado de Serviços de Sistema**: em complemento à limitação administrativa dos preços que gerou uma redução de custos estimada em 50 milhões de euros, a ERSE **reforçou supervisão do mercado de serviços de sistema e CMEC com poupanças de 120 M€ para os consumidores;**

- **Leilões da PRE:** a promoção dos leilões da PRE, para além de disponibilizar energia aos novos entrantes no mercado retalhista, resultará num **beneficio líquido que pode ascender a 200 M€ para os consumidores** dado que o preço médio da energia entregue nos produtos colocados em leilão foi superior ao preço médio do mercado diário;

- A **renegociação de quantidades** de gás natural da central da Turbogás terá permitido **uma poupança que poderá atingir os 214 milhões**.

Alguns exemplos ilustrativos

- **O regulador faz uma avaliação muito exigente, por projeto, aos planos de investimento.** Os pareceres da ERSE em relação aos planos de investimento do transporte e da distribuição são divulgados publicamente e objeto de uma ampla discussão pública:
  - ✓ Investimento na Rede de Distribuição reduz-se 25% no último PDIRD;
  - ✓ Investimento na Rede de Transporte reduz-se 44% entre o PDIRT2013 e 2015.

- ERSE estabelece, com grande detalhe, custos de referência para os investimentos. **O valor destes custos diminui ao longo dos anos, tendo em conta metas de eficiência estabelecidas regulamentarmente**.

- **As taxas de remuneração do investimento definidas pela ERSE são das mais baixas a nível europeu**, o que se reflete, de forma expressiva, no nível de custos e na adaptação do nível de investimento ao nível de procura.

- A definição de metas de eficiência no inicio de cada período regulatório de 3 anos contribui para uma **redução expressiva dos custos operacionais.**

O que é, como funciona e quanto custa a garantia de potência em Portugal?

Os mecanismos de **garantia de potência** (ou de capacidade) são instrumentos criados com a motivação de suprir falhas que o mercado de energia possa ter e que, por essa razão, não assegure os sinais corretos para garantir a **segurança do abastecimento**.

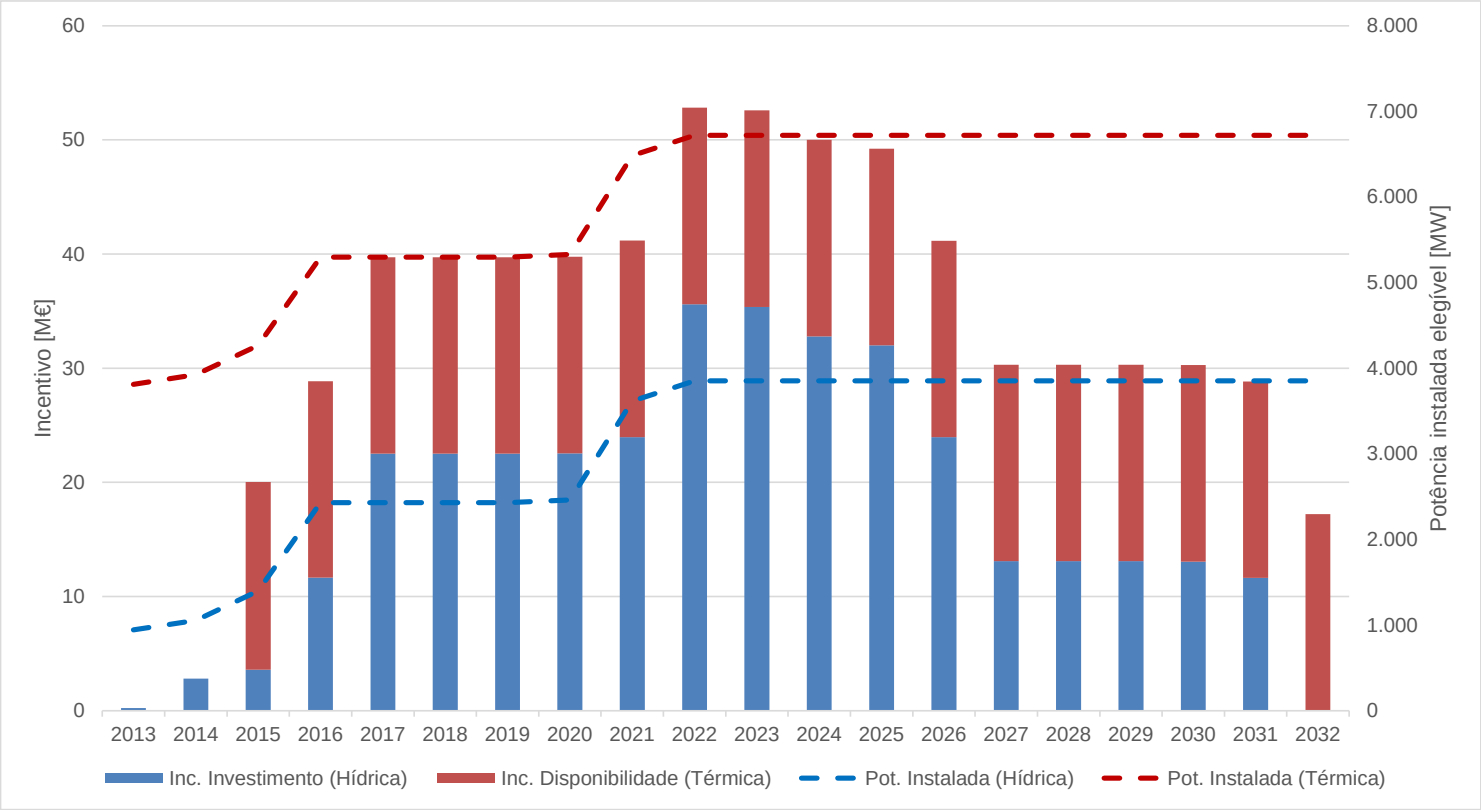
A garantia de potência **atualmente em vigor em Portugal continental** inscreve duas modalidades:

- um **incentivo à disponibilidade** - destinado a apoiar a manutenção em serviço dos centros eletroprodutores térmicos;
- um **incentivo ao investimento -** destinado a apoiar a realização de investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas, com duração de 10 anos.

A garantia de potência em vigor em Portugal continental totaliza, entre 2012 e 2032 um **valor global** de **665 milhões** de euros (356 milhões para a disponibilidade e 309 para o investimento), o que corresponde a cerca de **33 milhões de euros por ano**.

O cancelamento da construção das barragens do Alvito e de Girabolhos representa um custo total evitado na parcela de incentivo ao investimento de, aproximadamente, 72 milhões de euros - 3,6 milhões de euros anuais -, para o período do estudo.

Quanto custa a garantia de potência em Portugal?



As condicionantes do desenho do modelo de garantia de potência

A definição de um mecanismo de garantia de potência harmonizado entre **Portugal e Espanha** já em 2007 foi objeto de estudo e proposta do **Conselho de Reguladores do MIBEL**, a qual apontava para a necessidade de adoção **coordenada** de **mecanismos assentes em regras de mercado**.

A nível da UE existem **iniciativas e atos normativos** que orientam a definição de mecanismos de garantia de potência, em especial **as diretivas** específicas à garantia do abastecimento e relativas ao mercado interno da energia, as **orientações quanto à concessão de auxílios de Estado** e as **avaliações efetuadas pela Comissão Europeia** sobre o funcionamento do mercado de energia. Deste quadro decorre:

- A avaliação que a CE faz dos mecanismos de garantia de potência e do funcionamento dos mercados de energia identifica a **falta de harmonização** à escala europeia;
- A garantia de potência é classificada como um **auxílio de Estado** na área da energia;
- A CE considera que o **mecanismo atualmente em vigor** em Portugal é **dificilmente compatível** com as orientações para a concessão de auxílios de Estado.

O estudo da ERSE aponta conclusões e recomendações

Como recomendação principal, o estudo da ERSE aponta para que a eventual revisão do mecanismo de garantia de potência seja:

- Regido por **regras de mercado**
  *Com **regras transparentes** e eficientes, assente num **procedimento concursal**, que **iniba** a existência de **lucros excessivos** ou a **discriminação de agentes ou tecnologias**.*
  *Deverá ainda permitir que o **custo esteja indexado à real necessidade** do serviço prestado.*

- Concordante com o **enquadramento e normas da UE**
  *Assegurar a **compatibilidade com as orientações relativas a auxílios de Estado**, de modo a garantir que o mecanismo mereça a **aprovação da CE** (as regras de mercado vão nesse sentido), **integrando as interligações** como contributo para a segurança do abastecimento (e, portanto, da determinação das necessidades).*

- Articulado a **nível regional** no quadro do **MIBEL**
  *Promover a **harmonização com Espanha**, no quadro do MIBEL, de modo a assegurar **condições sólidas e niveladas** para o **aprofundamento da integração dos mercados** dos dois países (**entre si e no contexto europeu**)*

ANEXOS

1. Setor Elétrico

2. Setor do Gás Natural

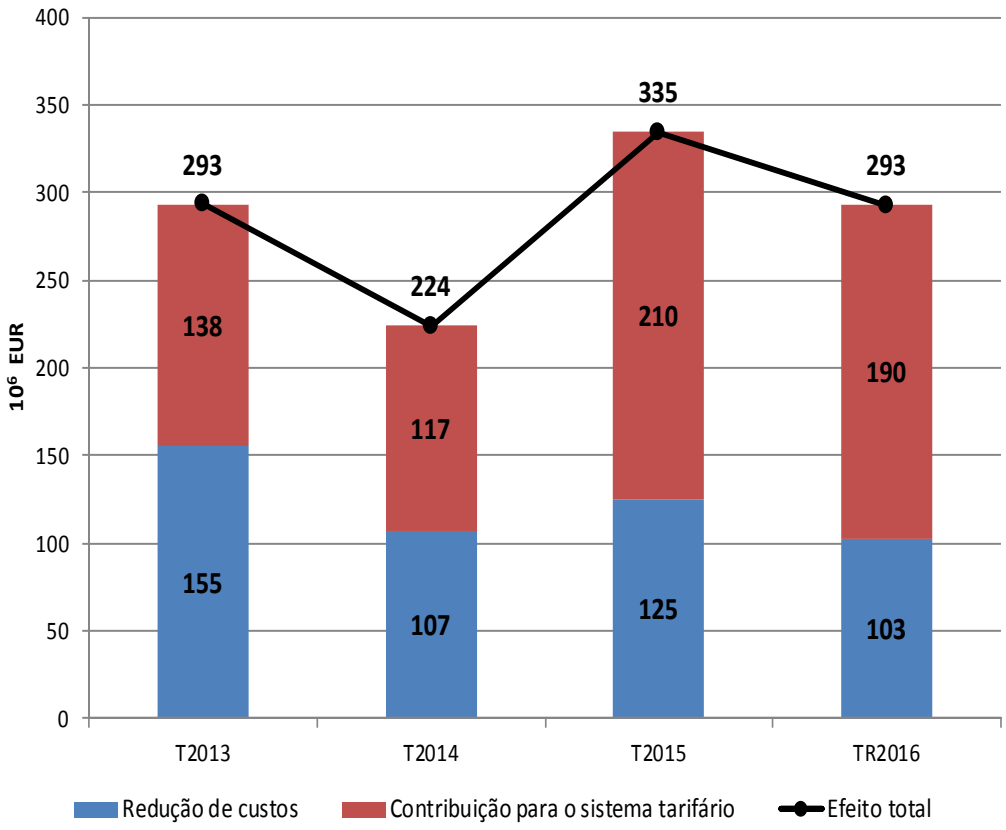
Componentes da fatura de energia elétrica

Fatura = Energia + Redes + CIEG + impostos indiretos

- ✓ Custos de energia e comercialização | MERCADO:
  - Referem-se à produção e comercialização
  - Sujeitos a regras de concorrência do MIBEL e à supervisão da ERSE
- ✓ Custos de uso das redes | REGULAÇÃO:
  - Referem-se ao transporte e distribuição
  - Regulados pela ERSE e sujeitos a metas de eficiência
  - Investimentos sujeitos a planeamento aprovado pelo Governo (PDIR)
  - Peso elevado de custos fixos (independentes da procura no curto prazo)
- ✓ Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e outros custos | GOVERNO:
  - Apoios à produção (PRE, CAE, CMEC, Garantia de Potência) ou custos de outra natureza (Rendas de concessão dos municípios, Convergência tarifária nas regiões autónomas)
  - Custo com o serviço da dívida tarifária
  - Decorrem de decisões de política energética, social, ambiental
  - Em geral, os CIEG são independentes da procura. Alguns CIEG (PRE, CAE, CMEC, convergência tarifária) estão inversamente relacionados com o preço do mercado.

Medidas mitigadoras

Contribuições para o sistema tarifário



Medidas para redução de custos:

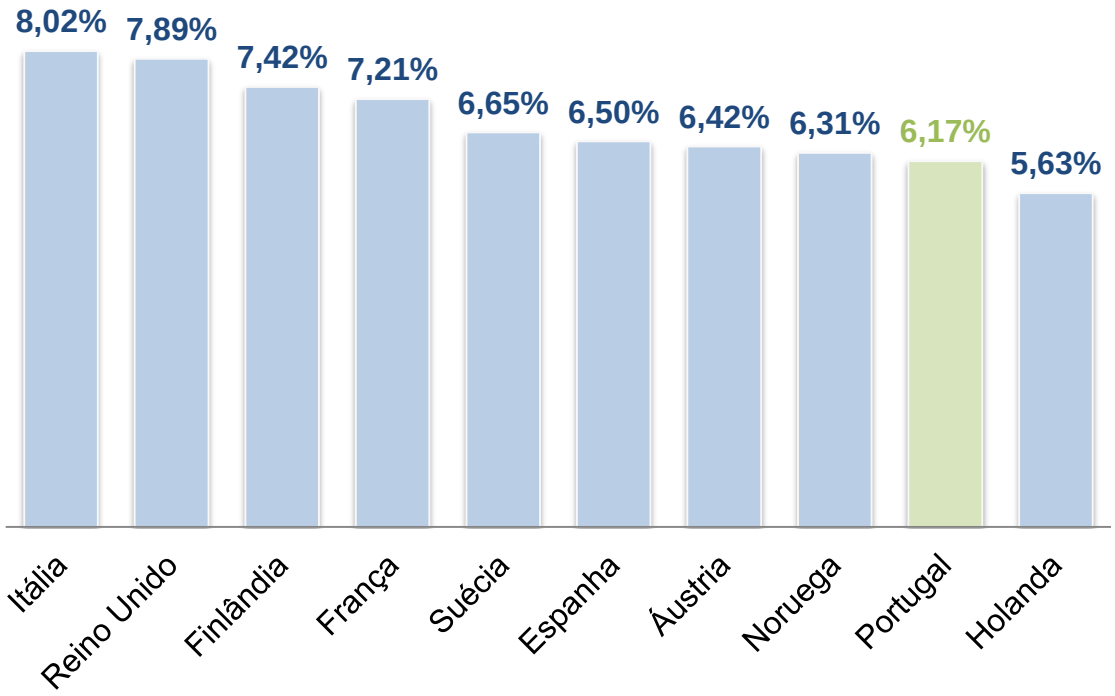
- Redução garantia potência;
- Redução remuneração terrenos DPH;
- Redução taxa juro parcela fixa CMEC;
- Redução CMEC e Contributo tarifa social
- Redução tarifas feed-in Cogeração.

Contribuições para o sistema tarifário:

- Receitas das licenças CO2;
- CESE e utilização do DPH;
- Contribuição PRE Eólicos;
- Equilíbrio mercados grossistas.

As taxas de remuneração definidas pela ERSE são das mais baixas a nível europeu.

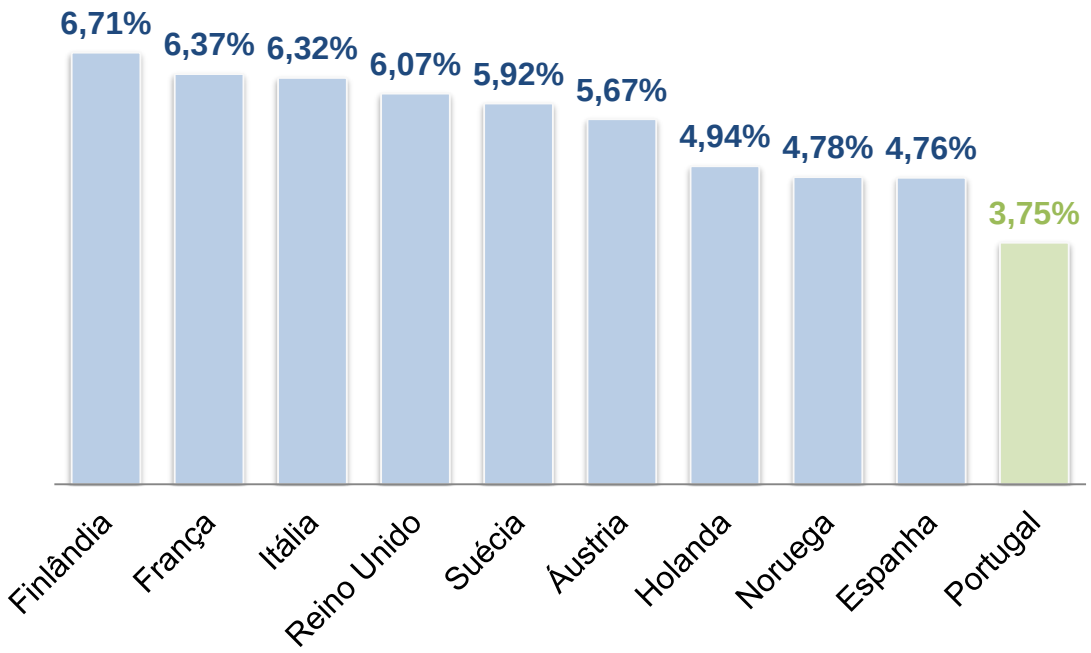
Custo Capital médio do setor elétrico
(Transporte e Distribuição em 2015)



Fonte: CEER, CNMC, ERSE

As taxas de remuneração definidas pela ERSE são das mais baixas a nível europeu.

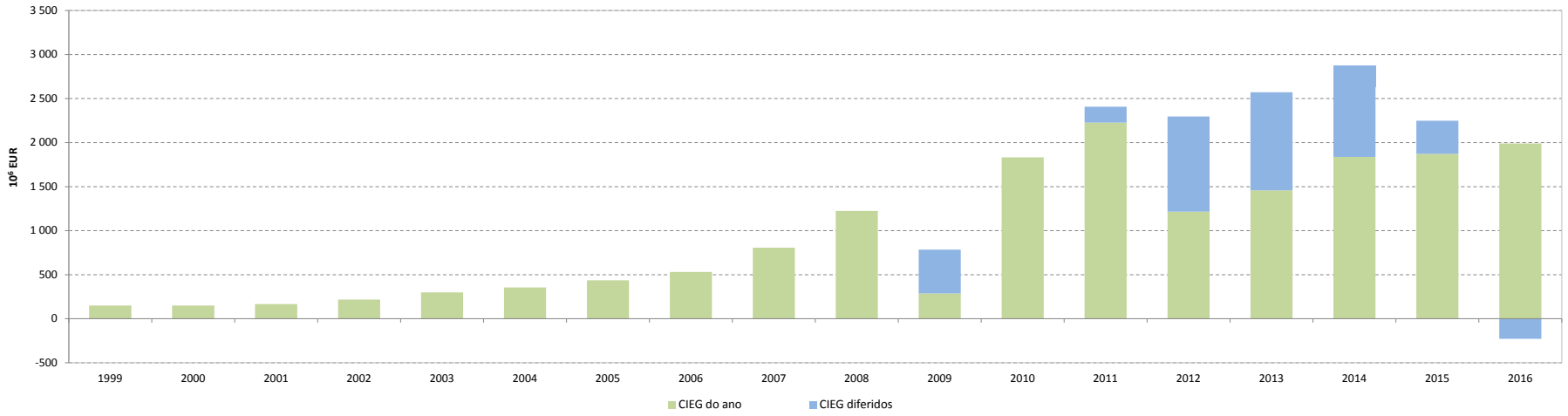
Prémio implícito do custo de capital do setor elétrico (Transporte e Distribuição) face à média das *yields* das OT a 10 anos verificada em 2015



Fonte: CEER, CNMC, ERSE

Evolução dos CIEG

- Apesar da diminuição dos custos das redes, as tarifas têm vindo a aumentar;
- Uma das principais razões desse aumento é o nível elevado de CIEG a recuperar pelas tarifas;
- Contudo, em 2015 e 2016 o valor dos CIEG apresentou uma redução, sendo em 2016 o mais baixo desde 2010.



Principais CIEG nas tarifas de 2016

Unidade: 10^3 EUR

	T2016	
	Custo	**Receitas**
Diferencial de custo da PRE	1 254 585	
PRE FER (Renovável)	*611 579*	
PRE - NFER (Cogeração)	*643 006*	
CMEC	199 264	
Rendas de concessão dos Municípios BT	250 743	
Convergência tarifária das Regiões Autónomas	79 680	
Garantia de potência	20 298	
CAE	176 137	
CESE		50 000
Mecanismo decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013		24 000
Receitas dos leilões de licenças de emissão de CO2		88 837
Compensação dos PRE Eólicos para o SEM		27 229

- ✓ Os **custos totais do setor elétrico** são cerca de **6,4 mil milhões de euros**.
- ✓ Uma **redução de 1% nos custos totais** do setor representa **64 milhões de euros**.

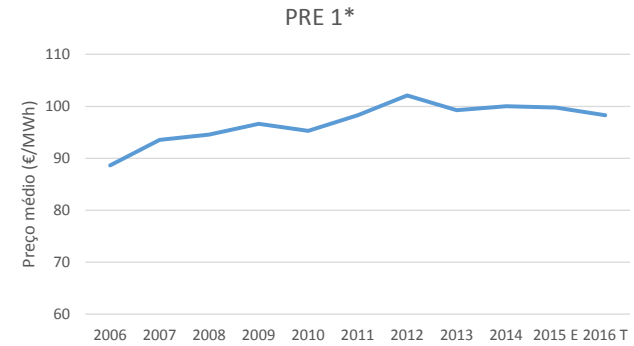
Sobrecusto com as renováveis (tarifa garantida)

Enquadramento

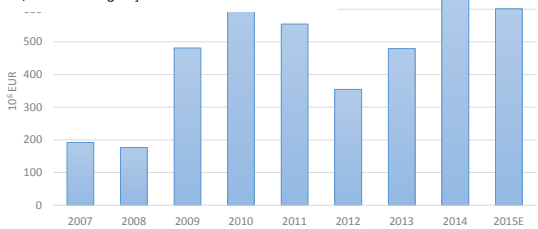
Características:

- Manutenção da tarifa bonificada até 15 anos
- Preço de mercado após tarifa garantida
- *Boom* de PRE em torno de 2005, com decréscimo da tarifa a partir de 2020
- Tarifas diferentes consoante o DL. Concurso das eólicas reduziu a tarifa paga aos produtores.
- Modalidade opcional de alisamento de custos (quase totalidade produtores aceitou)
  27 M€/ano até 2020

Presente



*PRE 1 - fontes renováveis, exceto cogeração renovável, mini e micro geração



Racional

A UE tem vindo a definir metas de produção renovável. PT definiu tarifas garantidas para os produtores de eletricidade renovável, como incentivo ao investimento. Nalguns casos foi utilizado um modelo de concurso público.

O sobrecusto tarifário inclui a diferença entre a tarifa garantida e o preço médio de aquisição do CUR.

O alisamento de custos adapta o pagamento dos custos à recolha dos benefícios

Futuro

A partir de 2020, uma parte importante da PRE começa a perder a bonificação da tarifa ou reduz essa bonificação.

Os regimes mais recentes reduziram a bonificação dado que as tecnologias ficaram mais baratas.

O crescimento da produção está aberto em regimes de custo mais baixo (ex. reforços de potência, autoconsumo e pequena produção).

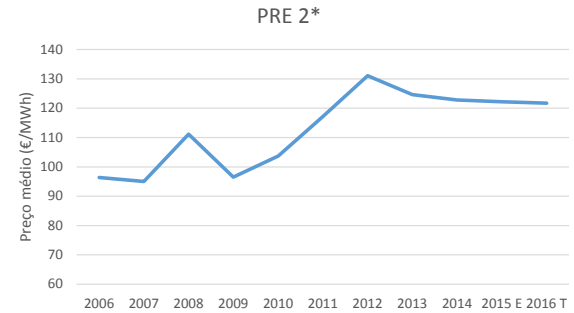
Sobrecusto da cogeração

Enquadramento

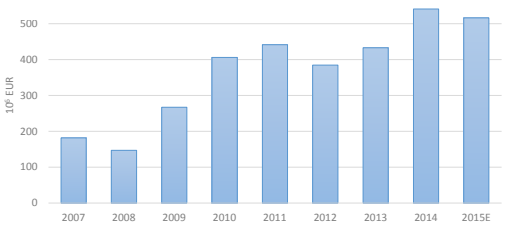
Características:

- Manutenção da tarifa bonificada até 15 anos
- Preço de mercado após tarifa garantida
- *Boom* de cogeração em torno de 2005, com abrandamento nos últimos anos e inclusivamente diminuição da produção injetada na rede

Presente



*PRE 2 - cogeração, mini e micro geração



Racional

A cogeração é um processo de eficiência energética mais elevada do que a produção separada de calor e eletricidade.

Têm existido diretivas comunitárias de apoio à cogeração. A atual diretiva junta a eficiência energética à cogeração de elevada eficiência.

Futuro

Com a tarifa definida em 2012, o sobrecusto com a cogeração vai diminuindo.

Os novos cogeradores vendem em regime de mercado ou na modalidade especial.

A tarifa a publicar (modalidade especial, regime bonificado) tem um limite máximo de 7,5 €/MWh para a soma dos prémios de elevada eficiência e renovável, um horizonte temporal de 10 anos e só é aplicável a instalações < 20 MW.

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC)

Enquadramento

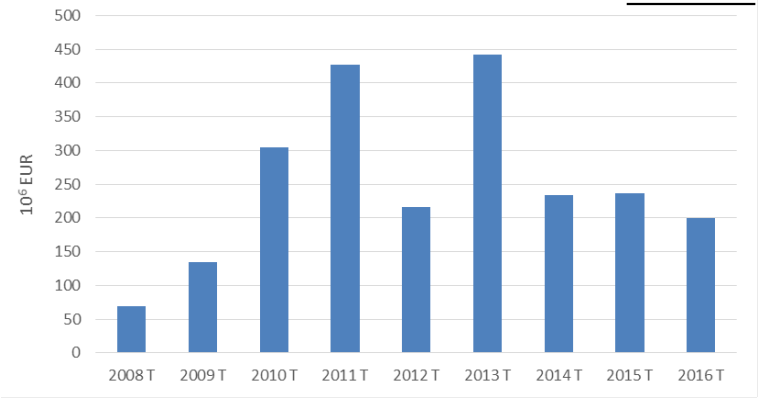
» Os CMEC surgiram em 2007, com a cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e em resultado da criação do mercado português de eletricidade.
» Abrange apenas as centrais em regime ordinário da EDP, que à data de criação do mercado tinham um CAE em vigor.
» O valor dos CMEC é composto por uma parcela fixa (renda determinada com o estabelecimento do mecanismo), e por uma parcela de acerto determinada anualmente nos primeiros 10 anos (ajustamento de preços e quantidades face às condições inicialmente previstas).
» Simula através do modelo VALORAGUA as produções que seriam obtidos com despacho económico das centrais.
» Em 2012 foi reduzida a taxa de juro aplicável na parcela fixa, representando cerca de 13,7 M€/ano

Racional

» Desde 1996 que a UE aponta para um mercado interno da energia, que se tem vindo a concretizar partindo de mercados regionais, como o MIBEL.

» A transição para um regime de mercado teve custos relativos a compromissos assumidos, que são suportados pelos consumidores, tendo como pressuposto a contrapartida por via dos benefícios expectáveis do mercado (escolha, preço, qualidade).

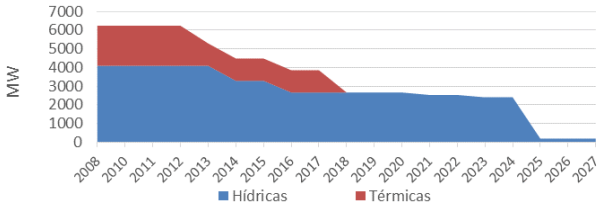
Presente



Nota: Valores relativos ao cálculo tarifário de cada ano, incluindo os montantes do mecanismo de correção de hidraulicidade.

Futuro

» Em 2017 termina o CMEC da central a carvão de Sines, embora o ajustamento anual desse ano tenha repercussões tarifárias até 2019 (baseado nos valores definitivos de 2017).
» De 2018 em diante permanecem sob o regime CMEC apenas as centrais hídricas mais antigas da EDP.



» A partir de 2017 é feito o acerto final dos CMEC, deixando de existir revisibilidade anual, passando a ser conhecido o valor a pagar até 2025.

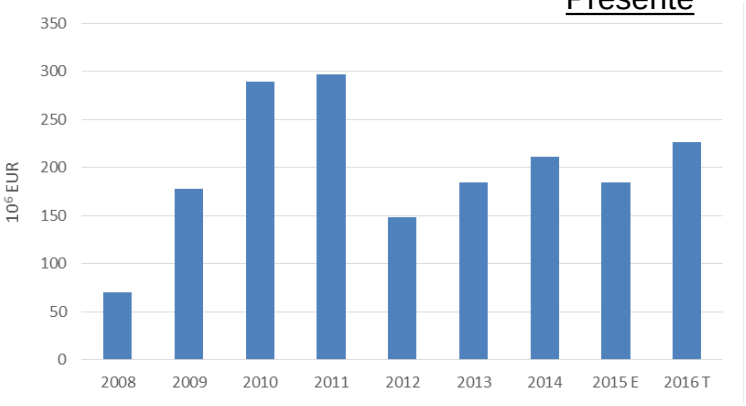
Sobrecusto com os CAE

Enquadramento

» Com a criação do mercado em 2007, as centrais da Turbogás e do Pego (carvão) mantiveram os respetivos CAE, sendo o Agente Comercial (atualmente REN Trading) responsável pela colocação da produção destas centrais em mercado e oferta de serviços de sistema.

» O diferencial de custo dos CAE corresponde à diferença entre os pagamentos efetuados pelo Agente Comercial a estas centrais ao abrigo do CAE em vigor (incluindo encargos de potência e encargos de energia) e as receitas que obtém com a sua gestão.

Presente



Nota: Valores reais de 2008 a 2014. Para 2015 e 2016 consideram-se os valores incluídos no cálculo tarifário de 2016.

Racional

» Desde 1996 que a UE aponta para um mercado interno da energia, que se tem vindo a concretizar partindo de mercados regionais, como o MIBEL.

» A transição para um regime de mercado teve custos relativos a compromissos assumidos, que são suportados pelos consumidores, tendo como pressuposto a contrapartida por via dos benefícios expectáveis do mercado (escolha, preço, qualidade)

Futuro

» O CAE da central do Pego vigora até 2021 e o CAE da central da Turbogás vigora até 2024.

» Os principais determinantes da evolução do diferencial de custo dos CAE no futuro serão os preços de carvão, gás natural e de CO2, bem como o preço de eletricidade no mercado grossista.

» A colocação em mercado da produção destas centrais é fortemente dependente da procura no mercado grossista, que por sua vez depende da evolução do consumo, da produção em regime especial e da hidraulicidade.

Convergência tarifária das regiões autónomas dos Açores e da Madeira

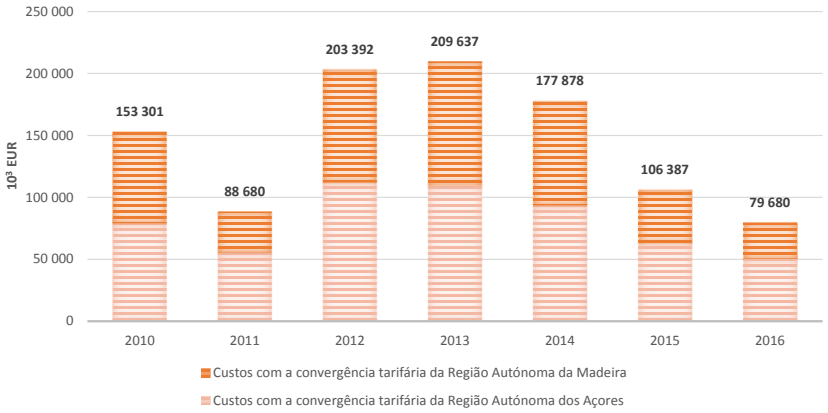
Enquadramento

- O diferencial entre os proveitos permitidos das atividades reguladas nas Regiões Autónomas e os proveitos recuperados pela aplicação das tarifas nessas Regiões constitui um custo com a convergência tarifária pago pelos consumidores do Continente e incorporado na tarifa de UGS;
- Mecanismo implementado em 2003, ano em que as competências de regulação da ERSE foram alargadas às Regiões Autónomas
- Decreto-Lei n.º 69/2002, alterado pelo Decreto-lei n.º 29/2006. Decreto-Lei n.º 97/2002, alterado pelos Decreto-Lei n.º 212/2012 e Decreto-Lei n.º 84/2013.

Racional

- Decisão política de uniformidade tarifária no país

Presente



Inclui o sobrecusto da convergência tarifária de 2005 e de 2006

Futuro

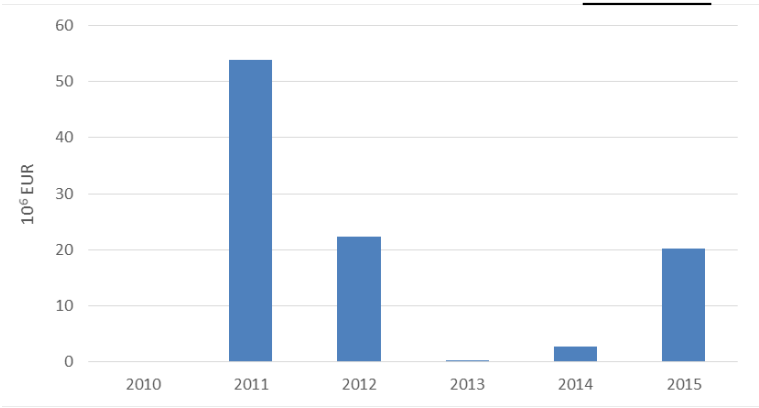
- A manter-se a atual metodologia de repasse dos custos de convergência tarifária das Regiões Autónomas, o nível desses custos a repercutir anualmente na tarifa de UGS está bastante condicionado aos preços dos combustíveis, que têm um impacte significativo nos custos das Regiões Autónomas;
- Atualmente está implementado um mecanismo de aceitação dos custos eficientes com a aquisição do fuelóleo, que será alargado aos restantes combustíveis fosseis, gasóleo e gás natural.

Custos com o incentivo à garantia de potência

Enquadramento

» O incentivo à garantia de potência foi introduzido em 2010 (Portaria 765/2010), com repercussão tarifária a partir de 2011.
» Não beneficiam deste incentivo as centrais com CMEC, as centrais com CAE e os PRE's.
» Em 2012 o incentivo foi revisto, concretizando valores omissos na anterior legislação, diminuindo o valor do incentivo recebido pelos centros termoelétricos.
» A modalidade de incentivo à disponibilidade (direcionado para o curto/médio prazo) passou a aplicar-se apenas a centrais termoelétricas (enquanto vigorar a sua licença) e a modalidade de incentivo ao investimento (perspetiva de longo prazo) passou a aplicar-se apenas às centrais hídricas com duração de 10 anos.

Presente



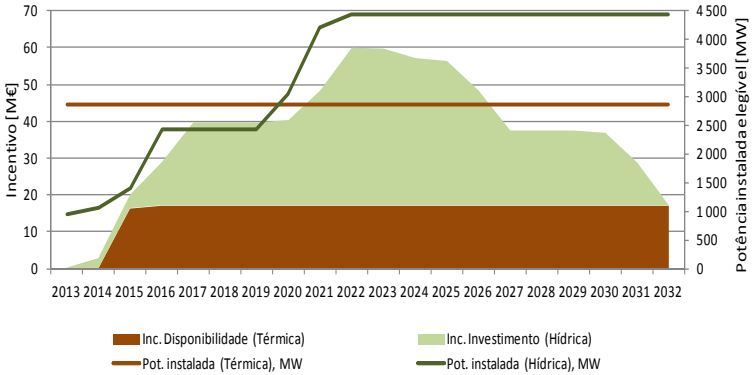
Nota: Valores reais após verificação da disponibilidade das centrais.

Racional

» Harmonização com incentivos existentes em Espanha, de modo a evitar distorções na Península Ibéricas de decisões de investimento na atividade de produção de energia elétrica (regime ordinário).

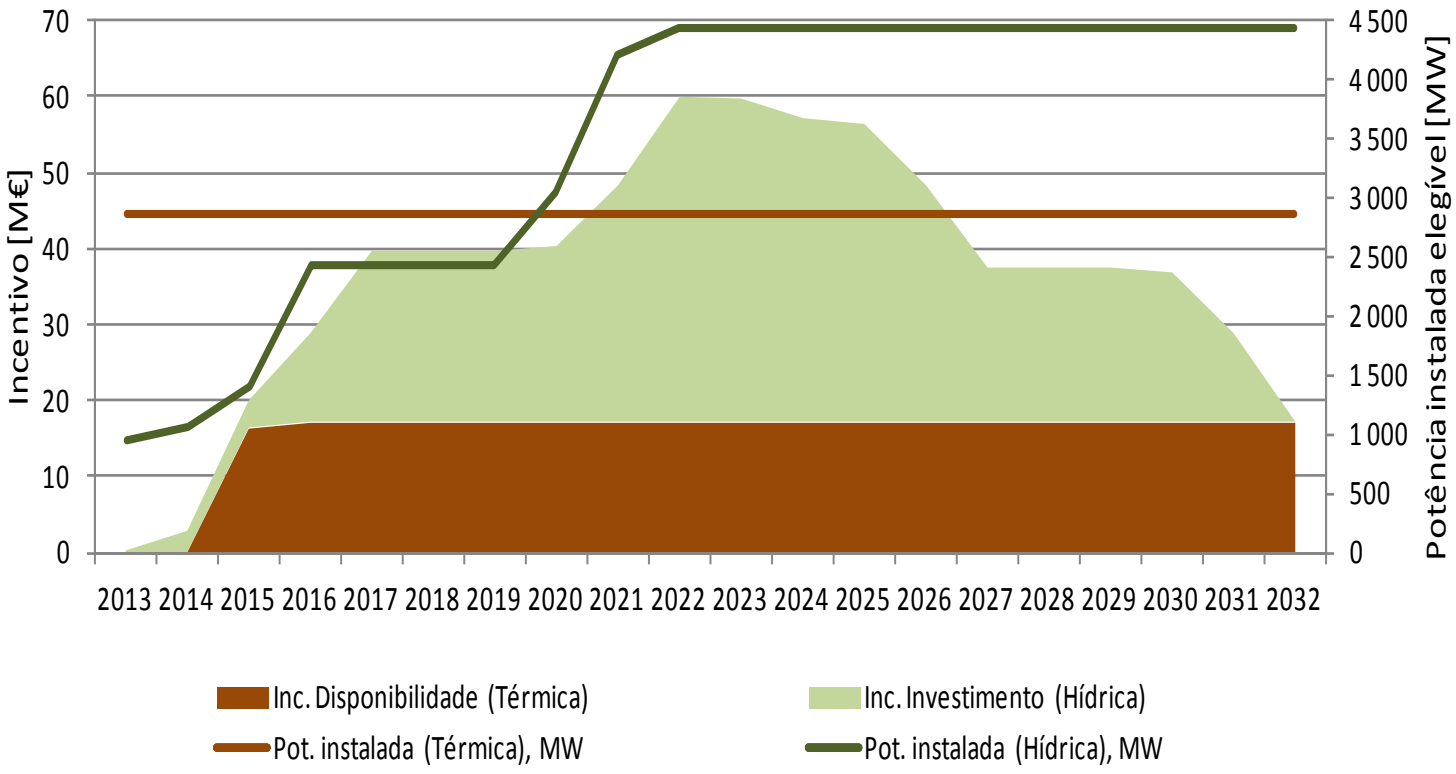
» Preços de eletricidade no mercado spot, dependentes do custo marginal de produção da tecnologias que fecha o preço, não permite a recuperação custos fixos de centrais convencionais.

Futuro



» Possível necessidade de compatibilização dos mecanismos de remuneração da capacidade com as regras europeias.
» O Governo deve proceder à avaliação do mecanismo com vista à redução de custos.

Custos com o incentivo à garantia de potência



Rendas dos municípios sobre as concessões de distribuição em baixa tensão

Enquadramento

- A atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão é desenvolvida ao abrigo de contratos de concessão dos municípios, o que implica o pagamento ao respetivo município concedente de uma renda anual devida pela exploração da concessão;
- O valor das rendas de concessão é incluído na tarifa de uso da rede de distribuição em baixa tensão, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

Presente

Racional

- Opção política
- O pagamento de rendas de concessão ao município concedente foi inicialmente efetuado nos termos fixados na Portaria n.º 90-B/92, e posteriormente pela Portaria n.º 437/2001
- O Decreto-Lei n.º 172/2006 veio determinar que as rendas de concessão sejam estabelecidas através de decreto-lei
- Neste sentido, foi publicado o Decreto-Lei n.º 230/2008 que estabelece o novo cálculo das rendas de concessão desde 2009.

Futuro

A manutenção das rendas de concessão nos moldes atuais deverá ocorrer até publicação de nova legislação.

Receitas da Contribuição Extraordinárias sobre o Setor Energético (eletricidade)

Enquadramento

A contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) foi criada pela Lei do Orçamento de Estado para 2014 (Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro) e tem por objetivo financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, através da constituição de um fundo que visa contribuir para a redução da dívida tarifária e para o financiamento de políticas sociais e ambientais do setor energético

Racional

- Opção política de exigir esforço às empresas no contributo para a consolidação do défice orçamental e do défice tarifário
- Enquadramento legal:
  - Lei n.º 82-B/2014 - prorroga o regime que cria a CESE
  - Lei n.º 33/2015 - alteração ao regime que cria a CESE
  - Despacho n.º 12597-B/2014 - estabelece as regras de afetação do montante da CESE
  - Portaria n.º 157-B/2015 - define parâmetros e valores para apuramento da taxa de desconto a aplicar na CESE previstos no Anexo I do artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013.

Presente

Em T2015 e T2016 foram deduzidos 50 M€, em cada ano, no sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa de uso global do sistema do Operador da Rede de Transporte.

Até ao momento, os montantes da CESE afetos às tarifas ainda não foram transferidos.

Futuro

A manutenção da contribuição extraordinária sobre o setor energético está dependente de decisões legislativas.

Evolução do número de clientes com tarifa social

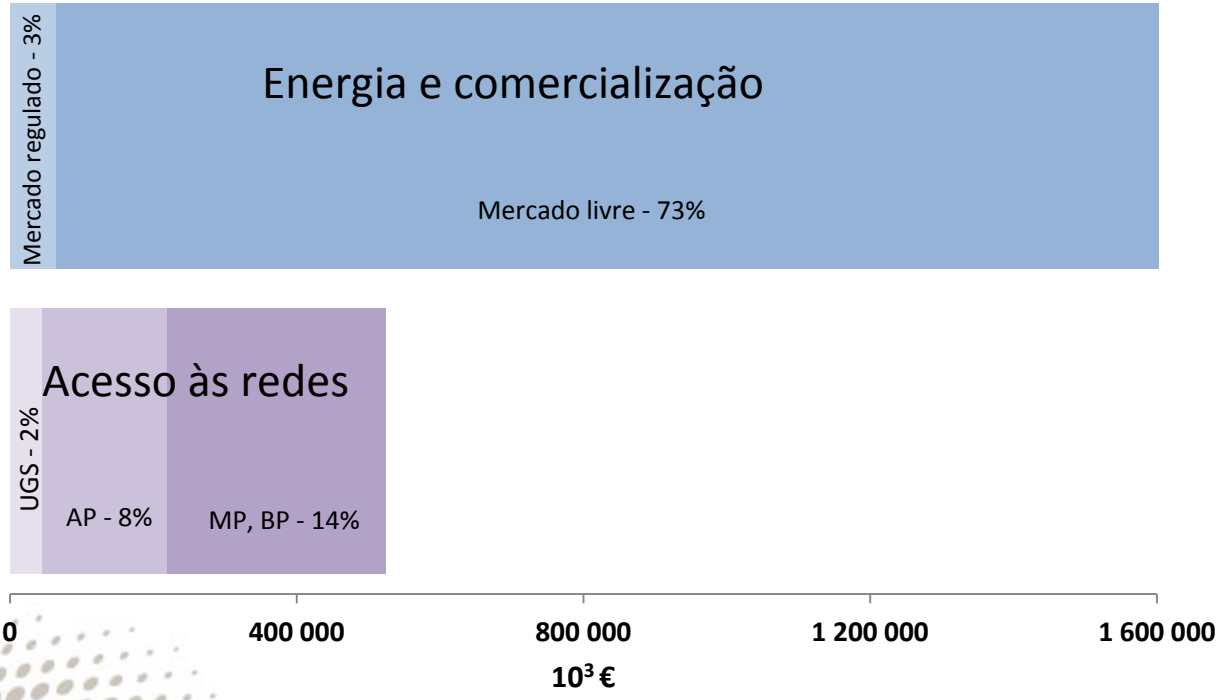
- A tarifa social e o ASECE representam, em conjunto, um **desconto de 34%** na fatura do cliente final.
- **140 mil clientes com tarifa social de eletricidade** no final do 1º trimestre de 2016, representando um acréscimo de 30%, em relação ao trimestre anterior, e de 190% em relação ao trimestre homólogo de 2015.

	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	Variação trimestral		Variação anual	
Mercado Regulado	27.618	27.270	27.411	27.755	27.985	230	1%	367	1%
Mercado Livre	20.897	31.230	53.938	80.557	112.578	32.021	40%	91.681	439%
Total	**48.515**	**58.500**	**81.349**	**108.312**	**140.563**	**32.251**	**30%**	**92.048**	**190%**

ANEXOS

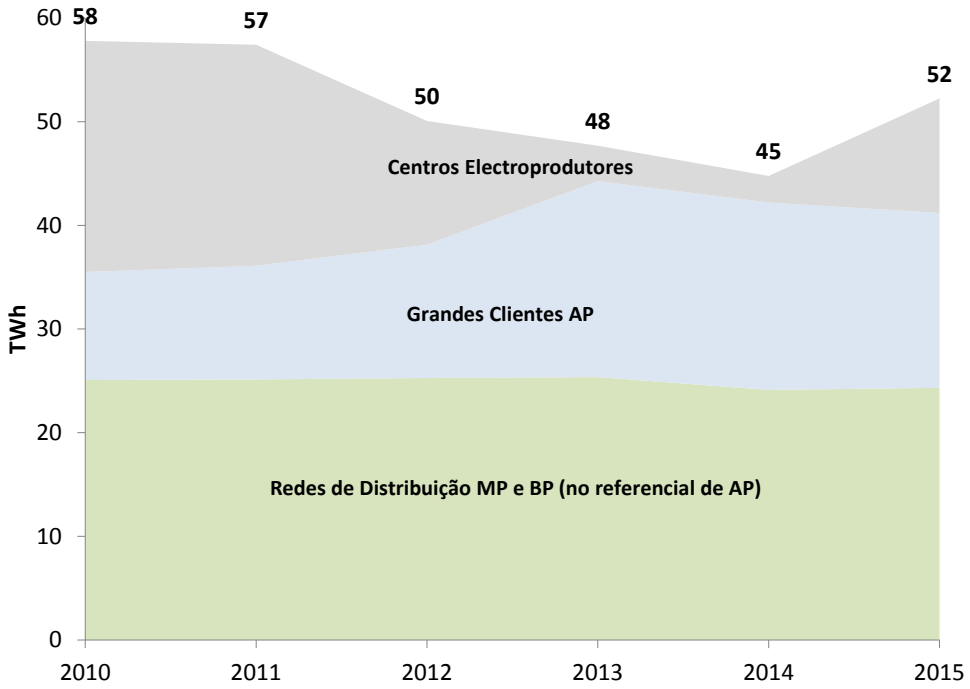
2. Setor do Gás Natural

- Os custos totais do setor do GN são cerca de 2200 M€, sendo que os custos com energia e comercialização representam 76% desses custos;
- Cerca de 97% dos custos com energia e comercialização não são regulados;
- Os custos com acesso à rede são regulados e, em geral, fixos, representam cerca de 24% dos custos totais;
- Os custos com a rede de distribuição representam 58% dos custos de acesso às redes.



Procura de Gás Natural

- ✓ O consumo do gás natural tem vindo a diminuir desde 2011, com recuperação em 2015.
- ✓ O consumo de gás natural é caracterizado por alguma volatilidade, em especial em AP, uma vez que depende muito da produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás natural que, por sua vez, é condicionada pela hidraulicidade e pela produção em regime especial.
- ✓ Ao nível da rede de distribuição assistiu-se a uma ligeira diminuição do consumo em 2014.



- ✓ A diminuição do consumo de gás natural pode contribuir para o agravamento das tarifas de acesso às redes.

- A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de Dezembro, que define o regime geral das taxas das autarquias locais, veio assim dar enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

- As taxas das autarquias locais têm de ter regulamento aprovado pelo respectivo órgão deliberativo autárquico, diferindo assim de Município para Município.

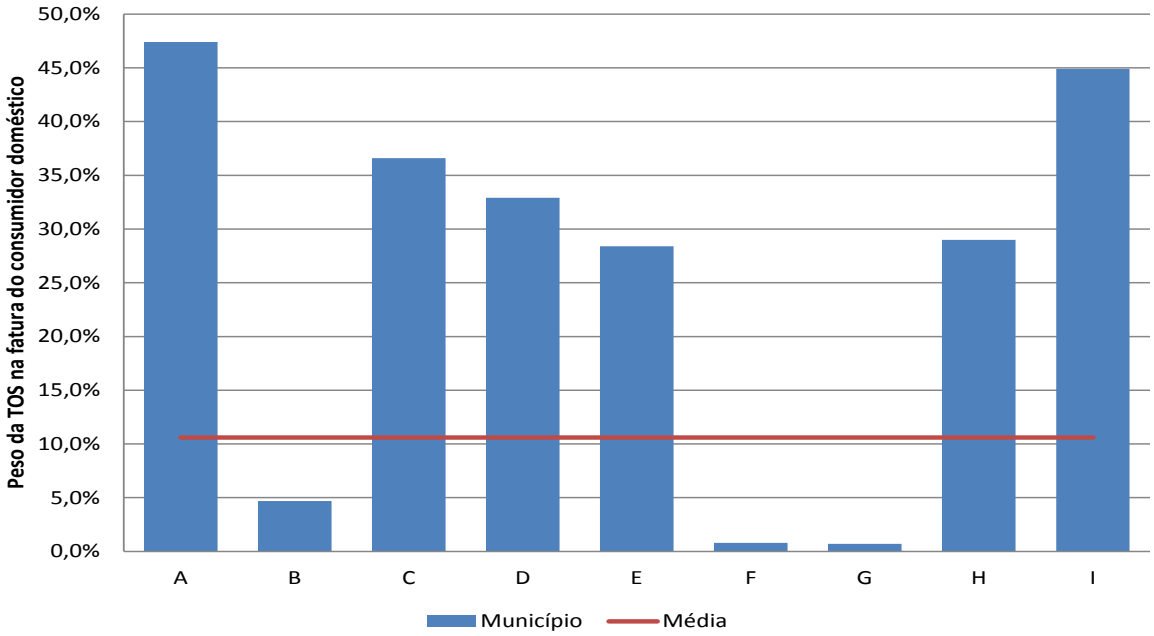
- A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de Abril, aprovou as minutas dos novos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, os quais prevêem que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) são suportados pelos consumidores de gás natural de cada Município.

- Em cada Município são repercutidos nos consumidores os valores efectivamente cobrados pela respectiva autarquia ao operador de rede, devendo os valores em causa ser devidamente identificados na contabilidade dos operadores e objecto de auditorias.

- Os contratos de concessão determinam que compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada Município, sendo a imputação das TOS efectuada em função dos custos das redes de distribuição.

Taxas de Ocupação do Subsolo

- ✓ Os municípios podem definir sem qualquer limite o montante de TOS a ser pago pelos consumidores no respetivo concelho
- ✓ Esta possibilidade tem implicações bastante diferentes no peso das TOS na fatura mensal dos consumidores (em termos médios)*:



- ✓ Este facto pode incentivar a utilização de fontes de energia substitutas nesses municípios e, consequentemente, reduzir o contributo para o pagamento das tarifas de acesso.

* Dados relativos à proposta de tarifas para o ano gás 2016/2017

Impugnação das tarifas de distribuição de Gás Natural

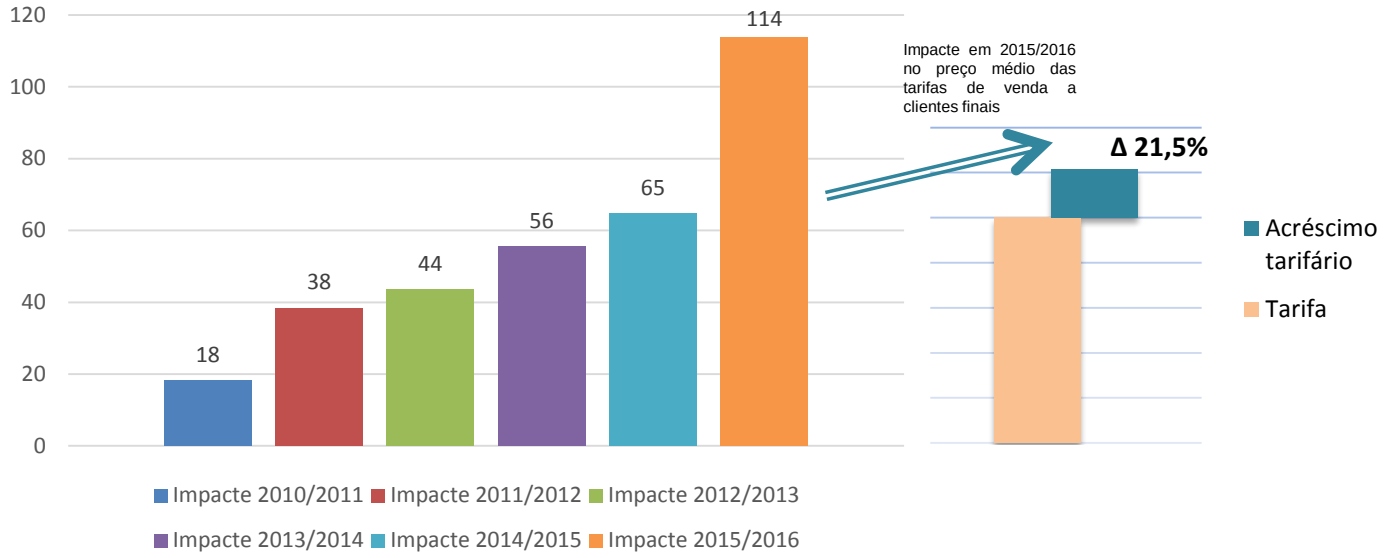
- ✓ As empresas reguladas do grupo GALP, a EDP Gás Distribuição e a Tagusgás consideram que a ERSE deveria ter aumentado os proveitos incluídos nas tarifas de forma a contemplar as compensações (reavaliações sucessivas e amortizações das reavaliações iniciais) que as empresas afirmam ter direito nos termos da alteração aos contratos de concessão efetuada em 2008.

Impugnaram as tarifas de gás natural dos anos gás compreendidos entre 2010-2011 e 2015-2016

- ✓ Estima-se que até ao fim do período das concessões (40 anos), o valor acumulado da aceitação das reavaliações dos ativos nos moldes pretendidos pelos operadores das redes de distribuição possa atingir **1,15 mil milhões de euros.**

Impugnação das tarifas de distribuição de Gás Natural

- ✓ Caso fossem consideradas as pretensões dos ORD, o impacte nas tarifas de 2015/2016 seria de um acréscimo de proveitos de **114 M€**, correspondendo a cerca de **43%** dos custos da atividade de distribuição e com um impacte total nas tarifas de cerca de **21,5%**.



- ✓ Este risco tende a agravar-se.

Evolução do número de clientes com tarifa social

- A tarifa social e o ASECE representam, em conjunto, um **desconto de 31%** na fatura do cliente final.
- **14 mil clientes** com tarifa social de gás natural no final do 1º trimestre de 2016, representando um acréscimo de 12%, em relação ao trimestre anterior, e de 131% em relação ao trimestre homólogo de 2015.

GÁS NATURAL	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	Variação trimestral		Variação anual	
Mercado Regulado	2.090	1.930	2.115	2.072	2.026	-46	-2%	-64	-3%
Mercado Livre	4.016	6.314	7.961	10.507	12.077	1.570	15%	8.061	201%
Total	**6.106**	**8.244**	**10.076**	**12.579**	**14.103**	**1.524**	**12%**	**7.997**	**131%**

Edifício Restelo
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1, 3º
1400-113 Lisboa
Portugal

Phone +(351) 21 303 32 00
Fax +(351) 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt
url: http://www.erse.pt