



## ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

### Diretiva n.º 7/2019

#### Formação do preço da banda de regulação secundária

O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) através da Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto, estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento da atividade de Gestão Global do Sistema desenvolvida pelo operador da rede de transporte, designadamente no que respeita, entre outras, a critérios de segurança e funcionamento da operação do Sistema Elétrico Nacional, e regras de funcionamento dos mercados de serviços de sistema.

O Procedimento n.º 12 do referido Manual define, no ponto 9.1, os critérios de valorização do Serviço de Regulação Secundária, à luz do disposto no Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do senhor Secretário de Estado da Energia e que constam da Diretiva n.º 3/2017, de 27 de janeiro.

A referida Diretiva acomodou no quadro regulamentar os princípios de formação do preço da banda de regulação secundária, bem com as correspondentes adaptações no processo de liquidação.

Verifica-se ser necessário atualizar as regras relativas à formação do preço da banda de regulação secundária, nomeadamente no que diz respeito às referências relativas ao apuramento do custo marginal estimado de produção de uma central CCGT, concretamente no termo do custo do gás natural, dado que uma das referências autónomas de preço ainda em vigor consiste na utilização do índice PEG SUD, nó virtual de negociação para o sul de França. Efetivamente, com efeito a 1 de novembro de 2018, foi concretizada a existência de um único *hub* francês de negociação de gás natural (PEG), consequência da junção dos *hubs* TRS (PEG-SUD) e do PEG-NORD.

Face a este enquadramento e com o propósito de se utilizar um referencial de negociação mais representativo para o mercado português, estabelece-se que a referência de preço de mercado utilizada na plataforma MIBGAS, PVB-ES (Punto Virtual de Balance - España) referente ao *hub* de gás espanhol, deve ser um dos índices a considerar no processo de estimação do custo marginal de produção de uma central CCGT, em substituição do PEG SUD descontinuado nos termos acima mencionados.

Por outro lado, opta-se por incorporar no conteúdo do MPGGS as regras que vigoravam ao abrigo na Diretiva n.º 3/2017, revogando assim esta peça legislativa.

Nestes termos,

Ao abrigo do disposto no artigo 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, do artigo 38.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014 de 22 de dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 632/2017 de 21 de dezembro e do artigo 6.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014 de 19 de dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 621/2017 de 18 de dezembro, o Conselho de Administração da ERSE delibera o seguinte:

1. Revogar a Diretiva n.º 3/2017, de 27 de janeiro, com efeito a 1 de novembro de 2018;
2. Alterar o ponto 9.1 do Procedimento n.º 12 do MPGGS, com a seguinte redação:

"No Mercado de Contratação da Banda de Regulação Secundária definido no ponto 5 do presente Procedimento, a banda de regulação contratada a cada Unidade Física valorizar-se-á ao preço da última oferta aceite em cada período de programação.

No Mercado Adicional de Banda de Regulação Secundária definido no ponto 8 do presente Procedimento, a banda de regulação contratada a cada Unidade Física, por cada período de 15 minutos, valorizar-se-á ao preço da última oferta aceite em cada período quarto-horário.

Nas situações em que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos agentes de mercado da área portuguesa do MIBEL superar o preço médio trimestral do serviço equivalente na área espanhola do MIBEL, para efeitos de liquidação aos agentes de mercado na área portuguesa, será apurada uma curva trimestral de preços horários ajustados que deverá cumprir a seguinte regra:

$$PMBR'(h)_{PT} = \text{mínimo}(PMBR(h)_{PT}; PMBR'(h)_{ES})$$

onde,

$PMBR'(h)_{PT}$ , Preço marginal ajustado da banda de regulação em Portugal, para o período horário h;

$PMBR(h)_{PT}$ , Preço marginal da banda de regulação em Portugal, para o período horário h, resultante do Mercado de Contratação da Banda de Regulação Secundária definido no ponto 5 do presente Procedimento.

Para efeitos de cálculo da curva de preços horários ajustados, o preço horário na área espanhola do MIBEL será limitado a 120% (cento e vinte por cento) do custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural, apurado e publicado trimestralmente pela GGS, nos termos do Procedimento n.º 25:

$$PMBR'(h)_{ES} = \text{mínimo}(PMBR(h)_{ES}; 1,2 \times Cmg_t^{CCGT})$$

onde,

$PMBR'(h)_{ES}$ , Preço marginal ajustado da banda de regulação em Espanha, para o período horário h;

$PMBR(h)_{ES}$ , Preço marginal da banda de regulação em Espanha, para o período horário h;

$Cmg_t^{CCGT}$ , Custo marginal estimado de central CCGT através da metodologia descrita no procedimento n.º 25, para o período trimestral t.

Assim, todas as valorizações afetas ao preço marginal de banda de regulação serão revistas trimestralmente de acordo com o preço marginal ajustado da banda de regulação, que resulta da aplicação do mecanismo de ajustamento estabelecido nos parágrafos anteriores.”

3. Alterar a alínea f) do ponto 2.3.3 do Procedimento n.º 21, que passa a ter a seguinte redação:
  - f) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado, área portuguesa do MIBEL;
4. Aditar as alíneas i) a l) do ponto 2.3.3 do Procedimento n.º 21, que passam a ter a seguinte redação:
  - i) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado, área espanhola do MIBEL;
  - j) Preços marginais ajustados de banda de regulação atribuída em mercado, área portuguesa do MIBEL;
  - k) Preços marginais ajustados de banda de regulação atribuída em mercado, área espanhola do MIBEL;
  - l) Custos marginais de referência para uma central CCGT em Portugal.
5. Aprovar o Anexo I à presente Diretiva contendo o Procedimento n.º 25 do MPGGS referente à Determinação do Custo Marginal de Referência para central CCGT.
6. As liquidações aos agentes de mercado participantes no mercado de banda de regulação secundária, que respeitem ao período compreendido entre 1 de novembro de 2018 e a entrada em vigor da presente Diretiva devem, sendo necessário, ser revistas para se conformarem com as regras de apuramento e liquidação constantes desta Diretiva.
7. A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte à sua publicação em Diário da República, sem prejuízo da sua divulgação prévia na página da ERSE na internet.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

31 de janeiro de 2019

O Conselho de Administração

Maria Cristina Portugal

Alexandre Santos

Mariana Pereira

**ANEXO I: Procedimento n.º 25 - Determinação do Custo Marginal de Referência para central CCGT****1 CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL**

O custo marginal de uma central de ciclo combinado a gás natural (CCGT) integra um conjunto de variáveis, as quais afetam o seu valor ao longo do tempo. No presente procedimento evidenciam-se:

- As variáveis ou termos utilizados no cálculo do custo marginal de referência para uma central CCGT;
- As fontes ou referências utilizadas na determinação dos termos necessários ao referido cálculo;
- As regras de periodicidade de apuramento e de agregação temporal de cada um dos termos utilizados no cálculo; e
- A expressão geral de apuramento do custo marginal de uma central CCGT.

**1.1 IDENTIFICAÇÃO DE TERMOS PARA O CÁLCULO**

A determinação do custo marginal de uma central CCGT deve incorporar, como termos do seu cálculo, (i) o custo do gás natural consumido na central para a produção elétrica, (ii) a eficiência relativa da central na utilização da energia primária, (iii) o custo das emissões de CO<sub>2</sub> geradas com a produção de eletricidade e (iv) os custos de operação e manutenção da central.

O termo referente ao custo das emissões de CO<sub>2</sub>, por seu lado, depende também da valorização em mercado das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> transacionadas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e do fator de emissão específico a aplicar à produção de eletricidade a partir de gás natural (que mede a quantidade de CO<sub>2</sub> emitido por cada unidade de energia elétrica produzida).

**1.2 REFERÊNCIAS A UTILIZAR**

Para efeitos do apuramento do custo marginal de uma central CCGT, consideram-se as seguintes referências de informação e dados:

- a) Custo do gás natural: para este termo considera-se a combinação de três referências autónomas de preço, as quais correspondem ao referencial de negociação em Espanha (assumindo-se o *Punto Virtual de Balance* – PVB-ES), a um referencial líquido do centro da Europa (assumindo-se o *Title Transfer Facility* – TTF) e ao preço do petróleo nos mercados internacionais (assumindo-se a referência mais líquida para a Europa – cotação Brent).

As referências de preço mencionadas são utilizadas em cotação diária de fecho de mercado, conforme divulgadas pela plataforma de informação *Thomson Reuters ou Bloomberg*.

- b) Custo das emissões de CO<sub>2</sub>: para este termo, considera-se a cotação do contrato a futuro para entrega em dezembro de cada ano das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> transacionadas no âmbito do CELE.

Esta referência de preço considera a cotação diária de fecho do mercado secundário operado na plataforma de mercado *Intercontinental Exchange* (ICE).

- c) Fator de emissão específico: este termo considera um valor fixo para a emissão de CO<sub>2</sub> com cada unidade de energia elétrica produzida, considerando-se para o efeito o valor de 0,18 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada MWh térmico de gás natural consumido.
- d) Custos de operação e manutenção: para este termo é utilizado um valor variabilizado da estimativa anual de custos desta natureza, assumindo-se um custo fixo de 0,20 €/MWh de produção de eletricidade.

### 1.3 PERIODICIDADE DE APURAMENTO E DE DIVULGAÇÃO

O cálculo do custo marginal de uma central CCGT é efetuado trimestralmente pelo GGS, sendo divulgado na página da internet desta entidade até ao dia 25 do mês seguinte ao trimestre a que o cálculo diga respeito.

Para efeitos de apuramento do custo marginal de uma central CCGT, considera-se que o custo do gás natural consumido no trimestre a que respeite o apuramento é efetuado a partir da média de preço das referências atrás mencionadas nos três meses que compõem esse mesmo trimestre. O custo do gás natural a considerar é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

Ainda para efeitos do apuramento do custo marginal da central CCGT, o custo das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> deve considerar a média das cotações diárias nos três meses que compõem esse mesmo trimestre. O custo das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

### 1.4 FÓRMULA DE CÁLCULO

Tendo por base os termos de cálculo atrás enumerados, a periodicidade de apuramento do custo marginal de uma central CCGT e as referências de dados a utilizar, a expressão geral do custo marginal pode resumir-se do seguinte modo:

$$Cmg_t^{CCGT} = \gamma_t \cdot Ref_t + PEUA_t \cdot \sigma_s + OC_s$$

Em que:

$\gamma_t$  é o parâmetro de eficiência relativa na utilização do gás natural, específico para patamar de utilização trimestral h (medido em horas de utilização por trimestre);

$Ref_t$  é o parâmetro de custeio do gás natural, considerando as respetivas referências de preço, fixo para o trimestre t (expresso em € por MWh térmico);

$PEUA_t$  é a média das cotações diárias de fecho de mercado nos três meses que compõem o trimestre t, do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA (expresso em € por tonelada métrica de CO<sub>2</sub>);

$\sigma_s$  é o parâmetro de especificação do fator de emissão específico das centrais CCGT do sistema (s), sendo fixo no tempo (expresso em toneladas métricas de CO<sub>2</sub> por MWh elétrico);

$OC_s$  é o parâmetro de especificação de outros custos variabilizados para as centrais CCGT do sistema (s), integrando os custos de operação e manutenção, sendo fixo no tempo (expresso em € por MWh elétrico).

Os parâmetros de eficiência relativa ( $\gamma_t$ ), de custeio do gás natural ( $Ref_t$ ) e de custo das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> ( $PEUA_t$ ) são detalhados como segue:

#### a) Eficiência relativa

O parâmetro  $\gamma_t$  assume um valor diferenciado em função do número de horas equivalentes médio de utilização no trimestre a que o cálculo diz respeito, de acordo com a seguinte tabela:

N.º de horas de utilização (no mês)	$\gamma_t$
$\geq 1200$ h	$\gamma_t = \frac{1}{0,507}$
[600;1200 h[	$\gamma_t = \frac{1}{0,502}$
[300;600 h[	$\gamma_t = \frac{1}{0,497}$
< 300 h	$\gamma_t = \frac{1}{0,492}$

- b) Custeio do gás natural
- c) O parâmetro  $Ref_t$  assume um valor expresso em €/MWh térmico, dependente da cotação do gás natural nos referenciais PVB-ES e TTF, e do petróleo Brent com a sua cotação já convertida em Euros, por aplicação da respetiva cotação diária de fecho do cambial EUR/USD, e com o poder calorífico de um barril já expresso em MWh térmico, por aplicação do fator de conversão que faz equivaler um barril de petróleo a 6,1194 GJ, seguindo a seguinte expressão:

$$Ref_t = 0,2 \times BRT_t + 0,5 \times PVB_t^{ES} + 0,3 \times TTF_t, \text{ em que}$$

$BRT_t$  corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre  $t$ , do preço do crude Brent, já expresso em €/MWh térmico a partir de dados divulgados pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

$PVB_t^{ES}$ , corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre  $t$ , do preço do gás natural no nó virtual de transação PVB-ES, expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

$TTF_t$  corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre  $t$ , do preço do gás natural no nó virtual de transação *Title Transfer Facility* (TTF), expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*.

- d) Custeio das licenças de CO<sub>2</sub>

O valor do parâmetro  $PEUA_t$  corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre  $t$ , do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA.

## 1.5 PUBLICAÇÃO

Para efeitos da publicação do custo marginal de referência, nos termos dos números anteriores, o GGS deverá respeitar a estrutura constante da seguinte tabela:

<b>Custo marginal estimado de central CCGT, apurado nos termos do presente</b>	
<b>Procedimento</b>	
Trimestre de:	TrimX 20XX
$Cmg_t^{CCGT}$ - valor (do custo marginal) [€/MWh]:	xx,xx €/MWh
<b><u>Termos utilizados no cálculo</u></b>	
$\gamma_t$ - eficiência relativa no trimestre $t$ :	1/x,xxx
$Ref_t$ - custo do gás natural para o trimestre $t$ :	xx,xx €/MWh <sub>t</sub>
$BRT_t$ - preço do crude Brent para o trimestre $t$ :	xx,xx €/MWh <sub>t</sub>
$PVB_t^{ES}$ - preço de GN no nó PVB-ES para o trimestre $t$ :	xx,xx €/MWh <sub>t</sub>
$TTF_t$ - preço de GN no nó TTF para o trimestre $t$ :	xx,xx €/MWh <sub>t</sub>
$PEUA_t$ - custo das licenças de emissão para o trimestre $t$ :	xx,xx €/ton <sub>CO2</sub>
$\sigma_s$ - fator de emissão de CO <sub>2</sub> para o trimestre $t$ :	x,xxx ton <sub>CO2</sub> /MWh
$OC_s$ - custos de O&M para o trimestre $t$ :	x,xx €/MWh