



ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 3/2017

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 8/2013, de 15 de maio, revisto e republicado pela Diretiva n.º 9/2014, de 15 de abril, 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 10, 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, importa consagrar no MPGGS as regras e os critérios que estão plasmados no referido Despacho.

Neste enquadramento, a REN, na sua qualidade de Gestor Global de Sistema (GGS), submeteu à ERSE uma proposta de alteração ao ponto 10.1 referente à Banda de Regulação Contratada do Procedimento n.º 12 e do ponto 2.3 referente às Rubricas de Liquidação do Procedimento n.º 21, tendo em vista acomodar os princípios para a formação do preço da banda de regulação secundária.

De entre as regras que importa acomodar no quadro regulamentar, avulta a que se prende com os princípios de formação do preço da banda de regulação secundária – sobretudo quanto à sua valorização final para os agentes participantes neste mercado –, bem com as correspondentes adaptações no processo de liquidação que afeta esses mesmos agentes.

Neste âmbito, após análise da proposta da GGS, a ERSE estabeleceu que a determinação do preço marginal ajustado da banda de regulação secundária seguiria os seguintes princípios:

- i. Se a média trimestral do preço horário da banda de regulação secundária auferido pelos agentes de mercado da área portuguesa do MIBEL superar a média trimestral do preço do serviço equivalente na área espanhola do MIBEL, o preço marginal do Mercado de Contratação da Banda de Regulação Secundária definido no ponto 5 do presente Procedimento será revisto;
- ii. Por sua vez, 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, publicado trimestralmente pela GGS, nos termos do Procedimento n.º 25.
- iii. 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.

Neste termos,

Ao abrigo do disposto no n.º 3 do artigo 9.º e da alínea c) do n.º 2 do 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 84/2013, de 25 de junho, e do artigo 34.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico, com a última redação dada pelo Regulamento n.º 561/2012, de 22 de dezembro, o Conselho de Administração da ERSE delibera o seguinte:

1. Alterar o ponto 10.1 do Procedimento n.º 12, que passa a ter 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.

2. Alterar a alínea d) do ponto 2.3.3 do Procedimento n.º 21, que passa a ter a seguinte redação:
 - d) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado, área portuguesa do MIBEL;
3. Aditar as alíneas g) a j) do ponto 2.3.3 do Procedimento n.º 21, que passam a ter a seguinte redação:
 - g) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado, área espanhola do MIBEL;
 - h) Preços marginais ajustados de banda de regulação atribuída em mercado, área portuguesa do MIBEL;
 - i) Preços marginais ajustados de banda de regulação atribuída em mercado, área espanhola do MIBEL;
 - j) Custos marginais de referência para uma central CCGT em Portugal.
4. Aprovar o Procedimento n.º 25 referente à Determinação do Custo Marginal de Referência para central CCGT que tem a redação conforme consta do Anexo I a esta Diretiva.
5. As liquidações aos agentes de mercado participantes no mercado de banda de regulação secundária, que respeitem ao período compreendido entre a entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, 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.
6. 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

28 de dezembro de 2016

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vitor Santos

Dr. Alexandre Santos

Dr.ª Maria Cristina Portugal

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 CO₂ geradas com a produção de eletricidade e (iv) os custos de operação e manutenção da central.

O termo referente ao custo das emissões de CO₂, por seu lado, depende também da valorização em mercado das licenças de emissão de CO₂ 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 CO₂ 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 mais próximo de Portugal (PEG SUD, nó virtual de negociação para o sul de França), 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 CO₂: para este termo, considera-se a cotação do contrato a futuro para entrega em dezembro de cada ano das licenças de emissão de CO₂ 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 CO₂ com cada unidade de energia elétrica produzida, considerando-se para o efeito o valor de 0,18 toneladas de CO₂ 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 CO₂ deve considerar a média das cotações diárias nos três meses que compõem esse mesmo trimestre. O custo das licenças de emissão de CO₂ 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:

γ_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 CO₂);

σ_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 CO₂ 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 (γ_t), de custeio do gás natural (Ref_t) e de custo das licenças de emissão de CO₂ ($PEUA_t$) são detalhados como segue:

a) Eficiência relativa

O parâmetro γ_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)	γ_t
≥ 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

O parâmetro Ref_t assume um valor expresso em €/MWh térmico, dependente da cotação do gás natural nos referenciais PEG SUD 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:

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

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*;

$PSUD_t$ 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 *PEG SUD*, 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*.

c) Custeio das licenças de CO₂

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:

Custo marginal estimado de central CCGT, apurado nos termos do Procedimento n.º 25 do MPGGS	
Trimestre de:	TrimX 20XX
Cm_{gt}^{CCGT} - valor (do custo marginal) [€/MWh]:	xx,xx €/MWh
<u>Termos utilizados no cálculo</u>	
γ_t - eficiência relativa no trimestre t:	1/x,xxx
Ref_t - custo do gás natural para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
BRT_t - preço do crude Brent para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
$PSUD_t$ - preço de GN no nó PEG SUD para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
TTF_t - preço de GN no nó TTF para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
$PEUA_t$ - custo das licenças de emissão para o trimestre t:	xx,xx €/ton _{CO2}
σ_s - fator de emissão de CO ₂ para o trimestre t:	x,xxx ton _{CO2} /MWh
OC_s - custos de O&M para o trimestre t:	x,xx €/MWh