ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 2/2021

Sumário: Aprova o incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados.

Incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados

A REN Trading, na sua qualidade de Agente Comercial, é responsável por efetuar a gestão e operacionalização da colocação em mercado grossista das centrais termoelétricas do Pego (Tejo Energia — central a carvão) e da Tapada do Outeiro (Turbogás — central de ciclo combinado a gás natural), para as quais o respetivo contrato de aquisição de energia (CAE) não foi cessado.

No quadro regulatório que incide sobre a atividade do Agente Comercial, a mencionada operacionalização da colocação em mercado da energia produzida por aqueles dois centros eletroprodutores tem subjacente um incentivo económico, destinado a promover a gestão otimizada destes dois ativos.

O período vigência remanescente dos referidos CAE é, à entrada do ano de 2021, relativamente curto, na medida em que a cessação do CAE da Tejo Energia ocorre em final de novembro de 2021 e a do CAE da Turbogás no final do primeiro trimestre de 2024.

Considerando a proximidade do fim dos CAE em causa, assim como a vigência de uma conjuntura de mercado elétrico com diferenças substantivas face às que ocorriam aquando da última revisão do incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, entendeu a ERSE colocar em consulta de interessados, dirigida à REN Trading, e do Conselho Tarifário uma proposta de revisão destinada a promover uma maior flexibilidade do incentivo, a par da sua melhor adequação às atuais circunstâncias envolventes.

Nestes termos, considerando o parecer do Conselho Tarifário e a pronúncia em audiência de interessados da REN Trading, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, do artigo 136.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e do artigo 9.º, números 1 e 3, dos Estatutos da ERSE, aprovados em anexo ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente tendo por última alteração a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho, delibera:

1 — Aprovar o incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, que integra o Anexo I à presente deliberação.

2 — Revogar a Diretiva n.º 2/2014, na sua totalidade.

3 — A presente deliberação produz efeitos a 1 de janeiro de 2021

22 de dezembro de 2020. — O Conselho de Administração: *Maria Cristina Portugal — Mariana Oliveira — Pedro Verdelho*.

ANEXO I

Incentivo para a Gestão Otimizada de CAE não Cessados

Artigo 1.º

Âmbito e aplicação

1 - O mecanismo de incentivo à otimização da gestão dos CAE é aplicado no quadro do disposto no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, que altera a redação do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e do disposto no artigo 136º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, publicado a 26 de maio de 2020, através do Regulamento n.º 496/2020.

2 - O mecanismo de incentivo à otimização da gestão dos CAE aplica-se ao Agente Comercial.

3 - Estão abrangidas pela aplicação do incentivo à otimização da gestão dos CAE até à data de cessação do respetivo CAE:

a) A central termoelétrica a carvão do Pego (Tejo Energia);

b) A central de ciclo combinado a gás natural da tapada do Outeiro (Turbogás).

Artigo 2.º

Cálculo do montante do incentivo

1 - O incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e da Tejo Energia é determinado pela seguinte expressão:

$I_{CAE} = k \times [(r^n - pmd_x^n) \times q]$, em que:

I_{CAE} corresponde ao valor anual do incentivo relativo à gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e da Tejo Energia, expresso em euros;

k corresponde a um escalar que replica a partilha de benefícios entre o sistema elétrico nacional e o Agente Comercial, assumindo o valor de 0,5;

r^n corresponde ao valor da receita unitária média obtida pelo Agente Comercial, em todos os referenciais de mercado, referente ao ano n a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;

pmd_x^n corresponde ao valor do preço médio aritmético das x% horas de maior preço no, do ano n a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;

q corresponde ao volume de energia colocado pelo Agente Comercial do ano n a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em MWh.

2 - O valor do incentivo calculado nos termos do número anterior é limitado a um montante mínimo e um montante máximo anuais, determinados nos termos do Artigo 3.º.

3 - Os valores de referência constantes do parâmetro pmd_x^n a que se refere o n.º 1 do presente artigo são fixadas nos termos do Artigo 4.º.

Artigo 3.º

Limites anuais do montante do incentivo

1 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 5.º, o montante anual do incentivo calculado nos termos do Artigo 2.º é limitado a um montante máximo de:

a) 2,5 milhões de euros no ano de 2021;

b) 1,5 milhões de euros nos anos de 2022 e 2023; e

c) 500 mil euros no ano de 2024, na parte deste correspondente ao primeiro trimestre.

2 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 5.º, o valor do incentivo apurado nos termos do Artigo 2.º não pode ser inferior a:

a) 1 milhão de euros no ano de 2021;

b) 750 mil euros nos anos de 2022 e 2023; e

c) 250 mil euros no ano de 2024, na parte deste correspondente ao primeiro trimestre.

Artigo 4.º

Valores de referência para cálculo do incentivo

Sem prejuízo do disposto no Artigo 5.º, os valores de referência x para aplicação do parâmetro pmd_x^n a que se refere o n.º 1 do Artigo 2.º são:

a) 66% das horas de maior preço do ano n, ordenadas de forma decrescente em preço mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, para o ano de 2021;

b) 50% das horas de maior preço do ano n, ordenadas de forma decrescente em preço mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, para os anos de 2022, 2023 e 2024, na parte deste correspondente ao primeiro trimestre.

Artigo 5.º

Revisão de limites e parâmetros

1 - A definição dos limites anuais a que se refere o Artigo 3.º e dos valores de referência x para aplicação do parâmetro pmd_x^n a que se refere o Artigo 4.º, pode ser revista, ouvido o Conselho Tarifário, em função do conteúdo do relatório elaborado pela ERSE até 15 de outubro de cada ano, relativamente aos dois semestres precedentes, de aplicação do incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e da Tejo Energia, quando existentes.

2 - O relatório a que se refere o número anterior é remetido ao Conselho Tarifário na data aí prevista, anexo à proposta de tarifas e preços.

Artigo 6.º

Informação

1 - Sem prejuízo da restante informação que deve remeter para efeitos regulatórios, o Agente Comercial deve enviar à ERSE, na periodicidade estabelecida, a informação de monitorização da aplicação do incentivo constante do presente artigo.

2 - Com periodicidade mensal e até ao dia 15 de cada mês, o Agente Comercial deve enviar à ERSE a seguinte informação respeitante ao mês m-2:

a) Quantidades de energia elétrica contratadas em mercado pela centrais da Turbogás e da Tejo Energia, descriminadas por central, referencial de mercado grossista e de serviços de sistema e tipo de transação em mercado;

b) Receitas obtidas em mercado pela centrais da Turbogás e da Tejo Energia, descriminadas por central, referencial de mercado grossista e de serviços de sistema e tipo de transação em mercado;

c) Indisponibilidades fortuitas e programadas das centrais da Turbogás e da Tejo Energia;

d) Quantidades de combustível consumido e de licenças de CO_2 utilizadas, descriminado por central;

e) Preço médio mensal do combustível consumido e das licenças de emissão de CO_2 utilizadas, descriminado por central.

f) Outros custos de natureza variável, incluindo componentes fiscais e ambientais, descriminados por central.

g) Atualizações, sempre que aplicável e devidamente justificadas, das informações mensais enviadas nos meses anteriores, até 7 meses antes do mês a que respeita o reporte de informação.

3 - Com periodicidade anual e até 1 de maio de cada ano, o Agente Comercial deve enviar à ERSE, a seguinte informação auditada relativa ao ano t-2:

a) Receitas obtidas em mercado relativas à colocação de energia elétrica das centrais da Turbogás e da Tejo Energia, discriminadas por central, por tipo de transação e referencial de mercado.

b) Receitas obtidas em mercado de serviços de sistema das centrais da Turbogás e da Tejo Energia, discriminadas por central, por tipo de transação e tipo de serviço de sistema.

c) Custos variáveis de produção das centrais da Turbogás e da Tejo Energia, pelo menos, com a seguinte discriminação:

   i) Custos com combustíveis;

   ii) Custos com CO_2;

   iii) Custos variáveis fiscais e ambientais;

   iv) Outros custos de exploração, nomeadamente arranques, taxas portuárias ou outros custos de natureza fixa;

   v) Outros não especificados nas sub-alíneas anteriores.

313868946