



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 8/2018/CGCE/DGSE/SEE

PROCESSO Nº 48370.000805/2017-28

INTERESSADO: SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA, COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

1. ASSUNTO

1.1. Consulta Pública acerca da minuta de Portaria contendo a autorização, em caráter excepcional e temporário, para incorporação de custos fixos ao Custo Variável Unitário – CVU das usinas termelétricas - UTEs a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, de modo a prover remuneração adequada a esses empreendimentos e com isso, fornecer a atratividade necessária à sua geração, que poderá reduzir o custo de operação do Sistema Interligado Nacional - SIN.

2. REFERÊNCIAS

- 2.1. Carta ONS 0254/DGL/2018, de 24 de agosto de 2018 (SEI nº 0202570)
- 2.2. Minuta da Ata da 203ª Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, de 05 de setembro de 2018.

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. O CMSE, durante 203ª reunião, em 05 de setembro de 2018, reconheceu que é necessária a inclusão excepcional até abril de 2019 de custos fixos nos custos variáveis das usinas termelétricas a gás natural, despacháveis centralizadamente, e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, bem como suas exclusões do processo de inadimplência do Mercado de Curto Prazo – MCP e da aplicação da penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017.

3.2. Atualmente, existem usinas termelétricas que não possuem contrato vigente de suprimento de combustível nem de comercialização de energia elétrica, mas podem apresentar custos competitivos de atendimento à carga do SIN, quando comparadas ao parque térmico operacionalmente disponível e também às usinas termelétricas que vem sendo despachadas.

3.3. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, durante 203ª reunião, em 05 de setembro de 2018, deliberou para que o Ministério de Minas e Energia – MME e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS envidem esforços no sentido de aumentar a disponibilidade de geração a preços competitivos. Especificamente com relação a essas usinas termelétricas, deliberou o que segue:

"O MME deverá promover ações no sentido de viabilizar geração de usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente.

O CMSE reconheceu que é necessária a inclusão excepcional até 30 de abril de 2019 de custos fixos nos custos variáveis das usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, bem como a exclusão das mesmas da inadimplência do Mercado de Curto Prazo e da aplicação da penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017."

3.4. Nesse sentido, esta nota técnica tem o objetivo de subsidiar Consulta Pública para edição de Portaria do MME que autorize, em caráter excepcional e temporário, a incorporação de custos fixos ao Custo Variável Unitário – CVU das UTEs a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, de modo a prover remuneração

adequada a esses empreendimentos e com isso, fornecer a atratividade necessária à sua geração, que poderá reduzir o custo de operação do Sistema Interligado Nacional - SIN.

4. ANÁLISE

Considerações sobre a Segurança Energética

4.1. Tendo como referência os estudos de avaliação energética de médio prazo, apresentados na reunião do CMSE do dia 01/08/2018, bem como a evolução desfavorável das afluições ao Sistema Interligado Nacional - SIN, neste mês de agosto, o ONS atualizou suas projeções para os armazenamentos dos subsistemas do SIN, para o final de novembro de 2018, conforme Carta ONS 0254/DGL/2018, de 24 de agosto de 2018 (SEI nº 0202570).

4.2. Nesse contexto, o ONS avaliou dois cenários hidroenergéticos, considerando as expectativas de configuração do sistema El Niño, que embora de fraca intensidade, se correlaciona com as baixas precipitações na Região Sul, e vem debitando cerca de 3.000 MWmed de energia dos demais subsistemas do SIN.

4.3. Os resultados obtidos nas simulações do ONS indicam níveis de armazenamentos para o subsistema Sudeste/Centro Oeste, para o final do mês de novembro de 2018, de 14,6% de Energia Armazenada Máxima - EARMáx, para o Cenário 1, e 12,2 % EARMáx, para o Cenário 2. Para os dois cenários estudados, o Operador indica níveis esperados inferiores àqueles verificados no ano hidrológico de 2014, quando ocorreu o pior armazenamento em novembro nos últimos 20 anos (15,8% EARMáx) no subsistema Sudeste/CentroOeste.

4.4. Uma outra comparação é realizada pelo ONS nesse mesmo documento, no qual os níveis projetados nos cenários estudados são comparados com os valores mínimos históricos. A distribuição espacial dos armazenamentos nos principais reservatórios de regularização do subsistema Sudeste/Centro Oeste indica, para um determinado cenário, níveis esperados inferiores àqueles verificados no histórico demonstrando claramente uma degradação na expectativa de armazenamento nos reservatórios e, por consequência, aumento nos indicadores de riscos energéticos para o SIN.

Geração Fora da Ordem de Mérito

4.5. Face o exposto, o ONS considera que:

"(...) poderá haver dificuldades na flexibilização dos níveis mínimos de armazenamentos na Hidrovia Tiete-Paraná, o que permitiria, como em 2014, recuperar os armazenamentos de alguns reservatórios de cabeceira nas bacias do rio Grande e Paranaíba e considerando ainda a real expectativa de desligamento da segunda casa de força da UHE Tucuruí antes do final de novembro de 2018, o que resulta em maiores débitos de armazenamento no Subsistema Sudeste/Centro Oeste, este Operador entende que recursos adicionais de geração térmica fora da ordem de mérito são necessários para fazer frente as condições hidroenergéticas vislumbradas nesses cenários prospectados."

4.6. O Operador acrescenta que:

"Além disso, ainda como recursos adicionais de energia, esforços deverão ser envidados no sentido de disponibilizar a oferta de combustível (gás) para as UTEs Araucária (431 MWmed), Cuiabá (402 MWmed) e Uruguaiana (609 MWmed), agregando assim mais segurança energética ao SIN até o final da estação seca."

4.7. Como referência, o ONS apresenta um conjunto de usinas térmicas que poderiam ser acionadas de imediato fora da ordem de mérito, relacionando a disponibilidade de energia de cada empreendimento e os respectivos Custos Variáveis Unitários - CVUs das UTEs.

4.8. A análise dos resultados realizada pelo Operador apresenta diversos cenários hidrológicos, de forma concomitante as disponibilidades apresentadas nas usinas termoeletricas não despachadas por ordem de mérito, e indica haver ganho para o armazenamento do SIN, ao se despachar, mesmo fora do mérito, usinas térmicas com custo variável unitário - CVU até R\$965,77/MWh. Esse valor corresponde às Usinas Termelétricas - UTEs Termomanaus e Pau Ferro.

4.9. O Operador ressalta que em determinado cenário haverá um ganho de armazenamento no subsistema Sudeste/Centro Oeste da ordem de 2,7% EARMáx no período de setembro a novembro de 2018, enquanto em outro cenário, este ganho será de cerca de 2,2% EARMáx, naquele mesmo período, adotando o

despacho fora da ordem de mérito.

4.10. O Operador pondera como relevante a implementação desta política energética e que essa consiste no fato de que esses recursos energéticos adicionais serão utilizados, prioritariamente, para a preservação dos estoques armazenados nos reservatórios das cabeceiras dos rios Grande e Paranaíba.

4.11. O Operador conclui que, considerando-se que os CVUs das usinas térmicas a óleo combustível são alterados com a periodicidade definida na regulamentação, entende ser necessário o despacho fora da ordem de mérito das usinas com CVU igual ou inferior àqueles das UTEs Termomanaus e Pau Ferro (usinas térmicas com custo variável unitário - CVU até R\$965,77/MWh).

Usinas Termoelétricas “Merchant”

4.12. Uma usina Merchant tem como principal característica a venda de energia exclusivamente no Mercado de Curto Prazo – MCP por opção estratégica.

4.13. No atual mercado de geração do SIN algumas usinas que já participaram desse mercado de forma convencional, ou seja, com contratos de suprimento de energia elétrica de longo prazo, por diferentes razões deixaram de dispor desses contratos antes de terem completada a remuneração de seus investimentos, restando como possibilidade a tentativa de participação de leilões de energia existente ou operarem com foco apenas no mercado de curto prazo em função de demandas pontuais de suprimento de energia elétrica.

4.14. Às usinas que restaram nessa última condição tem sido dada a denominação de “Merchant”, entretanto, de fato, não existe um ambiente na atual estrutura de mercado de energia elétrica que as contemplem, tendo em vista que o despacho de geração determinado pelo ONS é por ordem de mérito considerando valores de CVU (somente custos variáveis), assim como a existência de teto para o valor estabelecido como máximo PLD.

4.15. Assim sendo, percebe-se a necessidade de buscar uma formulação que viabilize a operação desse tipo de usina. Se por um lado as usinas obtiveram seus contratos dentro de uma conjuntura que absorviam seus custos, passado o tempo e com a evolução das práticas de mercado, perderam sua viabilidade.

4.16. Ressalte-se que há no SIN usinas termelétricas que não possuem contratos de suprimento de energia elétrica de longo prazo, sendo que algumas já possuíram, ou seja, usinas que tem sido denominadas “UTEs Merchant” mas que, por não possuírem contratos, essas usinas não recuperam os valores de remuneração de investimento, e muitas vezes operam apenas para recuperar os custos de operação.

4.17. Uma solução paliativa já foi usada pela ANEEL em caráter excepcional e temporário para fazer frente a dificuldades energéticas do SIN. Entretanto, a Agência entendeu que necessita de comando por Portaria do MME. A solução até então adotada era a de incluir os custos fixos no cálculo do CVU.

4.18. Convém salientar que, no esteio da busca por uma solução estrutural à situação enfrentada pelas usinas “Merchant”, está definida a realização dos leilões de energia elétrica existente “A-1” e “A-2”, em 7 de dezembro de 2018, os quais incluem o produto termelétrico na contratação na modalidade por disponibilidade, que pode vir a ser, no curto prazo, a solução para esses empreendimentos, que passariam a dispor de contratos e não necessitariam mais de excepcionalizações como a ora pretendida, até a concepção de uma solução de longo termo.

Considerações sobre o Mercado de Curto Prazo - MCP e a geração das Usinas Termelétricas a gás natural sem contrato de comercialização de energia elétrica

4.19. Ressaltamos que devido a inadimplência no MCP relacionadas a medidas judiciais relativas ao *Generation Scaling Factor* - GSF, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, em algumas ocasiões, suspendeu a divulgação e aporte de garantias financeiras, devido à suspensão dos créditos da liquidação financeira referente à contabilização.

4.20. O ônus financeiro referente as decisões judiciais que limitam a aplicação do Fator de Ajuste do MRE é suportado por todos os agentes credores no MCP.

4.21. A ausência de crédito no MCP afeta todos os credores, visto que, essa operação envolve pagamento e recebimento entre empresas do mercado de energia elétrica. Caso os devedores não honrem

seus compromissos (débitos), os credores não recebem seus valores (créditos). Assim, o mercado de energia elétrica pode ser caracterizado como multilateral e de soma zero.

4.22. Como as Usinas Térmicas aqui tratadas não possuem contrato, a única fonte de recursos vem da sua geração liquidada no MCP.

4.23. Assim, essas usinas serão credoras em um mercado de elevada inadimplência, o que irá afetar diretamente o seu fluxo financeiro de caixa, inviabilizando a operação dessas usinas.

4.24. Devido essa especificidade e da relevância deste recurso para reduzir custo operacional do SIN, sugere-se que a liquidação dessas usinas seja feita apartada do MCP, semelhante ao que foi adotado na Portaria MME nº 339/2018, relativa às diretrizes para a importação de energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai, conforme art. 1º, § 14 dessa Portaria.

4.25. Diante o exposto, sugerimos que não caiba aos Agentes Geradores das Usinas aqui tratadas arcar com as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência, no MCP, resultante do Processo de Contabilização da Energia Elétrica despachada dentro e fora da ordem de mérito pelo ONS, no âmbito da CCEE.

Avaliação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

4.26. O CMSE, durante 203ª reunião, em 05 de setembro de 2018, deliberou para que o MME e o ONS promovam ações no sentido de aumentar a disponibilidade de geração a preços competitivos. Especificamente com relação a essas usinas termelétricas, deliberou o que segue:

“O MME deverá promover ações no sentido de viabilizar geração de usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente.

O CMSE reconheceu que é necessária a inclusão excepcional até 30 de abril de 2019 de custos fixos nos custos variáveis das usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, bem como a exclusão das mesmas da inadimplência do Mercado de Curto Prazo e da aplicação da penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017”.

Dificuldade de operação das Usinas Térmicas a gás natural sem contrato de comercialização de energia elétrica - método de cálculo do CVU convencional

4.27. As UTEs a gás natural aqui tratadas, por não possuírem contratos, perdem interesse na efetiva geração, caso seja utilizado o método de cálculo do CVU convencional, no qual não estão inclusos os custos fixos. Essa geração pode ser competitiva e substituir térmicas mais caras.

4.28. Conforme já mencionado, atualmente a regulamentação do setor elétrico não prevê parâmetros específicos de fixação de CVU para usinas nessas condições. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL reconhece, na composição do CVU, apenas o repasse de Custos Variáveis (combustível, operação e manutenção, taxas regulatórias, encargos de conexão, entre outras) incorridos pelo empreendedor. Assim, observa-se que no cálculo do CVU não são considerados custos fixos do empreendimento, bem como qualquer remuneração pelo capital empregado no projeto.

4.29. Reiteramos que se trata de agentes geradores que não possuem contratos de venda de energia, e portanto, não tem outra fonte de receita para remunerar esta disponibilidade.

Do atendimento ao despacho do ONS

4.30. As atividades de coordenação e controle da operação da geração de energia elétrica integrantes do SIN são executadas pelo ONS, fiscalizadas e reguladas pela ANEEL, conforme art. 13 da Lei nº 9.648, de 1998.

4.31. Esse mesmo normativo destaca que o planejamento, a programação da operação e o despacho centralizado da geração são atribuições do ONS.

4.32. É sabido que o Estatuto Social do ONS inclui como membros titulares do Operador os

agentes de geração detentores de concessão ou autorização para geração de energia elétrica, com usinas despachadas de forma centralizada. Esses agentes têm como deveres cumprir os Procedimentos de Rede e respeitar a legislação setorial aplicável à operação do SIN.

4.33. O despacho de geração tem por base a otimização eletroenergética com minimização do custo total de operação e a segurança do sistema por meio de modelos computacionais oficiais do setor, cujos dados de entrada, parâmetros e metodologias, possuem ritos próprios de aprovação.

4.34. Durante esse processo mensal, com revisões semanais, os agentes de geração tem a prerrogativa de informar ao ONS, entre outros dados, a situação de disponibilidade ou indisponibilidade de suas usinas para o período avaliado. No caso de UTEs, além de seus aspectos físicos, tais como manutenções de unidades geradoras e/ou outros equipamentos que as compõem, os agentes geradores devem considerar a disponibilidade, ou não, de combustível e, também, informar as razões da indisponibilidade de sua geração, caso exista.

4.35. Após a declaração das disponibilidades das UTEs, os modelos computacionais determinam o despacho ótimo a ser realizado e o conjunto de usinas que devem atender a programação de geração do ONS. Eventuais repercussões comerciais ou regulatórias devido a declarações de indisponibilidades de usinas, sistemáticas ou não, deverão ter tratamento segundo as regras de cada organismo: Procedimentos de Comercialização no âmbito da CCEE e Regulação no âmbito da ANEEL.

4.36. As UTEs de que trata esta Nota Técnica, por não disporem de contrato de suprimento de combustível, são consideradas indisponíveis tanto para a Operação, quanto para os estudos de Planejamento do SIN, e, portanto, não contribuem para a segurança energética e nem para a otimização do custo de operação do SIN.

Penalidade por falha no suprimento de combustível - Resolução CNPE nº 18/2017

4.37. A Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 2013, estabelece os procedimentos e condições para a obtenção e manutenção da chamada “situação operacional” de empreendimentos de geração de energia elétrica. Abaixo destacamos partes desse normativo:

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e os conceitos a seguir definidos:

(...)

*V - **operação comercial**: situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora está disponibilizada ao sistema, podendo atender aos compromissos mercantis do agente ou para o seu uso exclusivo;*

(...)

Da liberação para operação comercial

Art. 5º A liberação para o início da operação comercial deverá ser efetuada após a conclusão da operação em teste, observado o disposto no art. 3º, § 4º, e, conforme a pertinência de cada caso, estará condicionada à consideração ou apresentação dos seguintes documentos:

(...)

*VI – **comprovação de garantia de suprimento do combustível principal**, no caso de usinas termelétricas movidas a combustível fóssil e com despacho centralizado. (**Redação dada pela REN ANEEL 827 de 21.08.2018**)*

4.38. De forma adicional, ressaltamos a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 18, de 8/6/2017, que estabeleceu as diretrizes para a definição da penalidade por falha no suprimento de combustível, dentre outros, orientou considerar o parque hidrotérmico existente e planejado em um horizonte de médio e longo prazo, considerando a segurança energética e a modicidade tarifária. Observe-se que essa resolução foi base para alteração da Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 2013, realizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 827, de 21 de agosto de 2018.

4.39. Observe-se também que a Resolução CNPE nº 18/2017 trata de um horizonte de médio e longo prazo.

4.40. Como as usinas aqui tratadas serão operadas em um horizonte de curto prazo, não cabe a aplicação dessa resolução para penalidades envolvendo falha no suprimento de combustível, situação essa reconhecida pela agência reguladora em resposta a questionamento da UTE Uruguaiana, conforme Ofício

4.41. Assim, para firmar contratos de combustível de curto prazo e atender, na prática, o despacho do ONS, as usinas aqui tratadas necessitam, também de forma excepcional, do mesmo reconhecimento acima referido, uma vez que a Resolução CNPE 18/2017 elencou apenas um horizonte de médio e longo prazo, não cobrindo o horizonte de curto prazo tratado por esta Nota Técnica.

4.42. Assim, ratificamos o entendimento da ANEEL de não caber a aplicação de penalidade por falha no suprimento de combustível para operação no curto prazo com liquidação da energia gerada no MCP, características das UTEs objeto desta Nota Técnica.

Caracterização das excepcionalidades

4.43. Diante do exposto e considerando:

- **Segurança Energética com geração de menor custo:** o SIN passa por uma situação de escassez hídrica na qual o armazenamento dos principais reservatórios de regularização do subsistema Sudeste/Centro Oeste pode atingir níveis esperados inferiores àqueles verificados no histórico. Nesse contexto, vem sendo despachado parque termelétrico, incluindo UTEs de alto custo, como as de óleo diesel. O despacho de UTEs a gás natural sem contrato de comercialização de energia elétrica, que não vem sendo consideradas, pode se caracterizar em um recurso de geração de menor custo, mesmo com a inclusão de custos fixos no CVU dessas usinas conforme relatado, especialmente aquelas de melhor rendimento operacional, com evidentes benefícios ao consumidor.
- **Inadimplência no MCP:** com a ausência de crédito no MCP devido a ações judiciais, caso as empresas proprietárias das UTEs aqui tratadas não sejam excluídas do rateio da inadimplência do MCP, tal como é feito com as empresas comercializadoras autorizadas a importar energia elétrica interruptível da Argentina e do Uruguai, a medida aqui proposta poderá perder efetividade.
- **Penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18/2017:** devido o horizonte de operação das UTEs aqui tratadas ser de curto prazo, não deve ser aplicada penalidade prevista na resolução CNPE nº 18/2017, a qual trata parque térmico existente e planejado em um horizonte de médio e longo prazo.

4.44. Sugerimos as seguintes excepcionalidades para as UTEs a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente:

- Incluir parcela do custo fixo no CVU;
- Não arcar com as repercussões financeiras de eventual inadimplência no – MCP; e
- Não aplicar a penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017.

5. DOCUMENTOS RELACIONADOS

5.1. Carta ONS 0254/DGL/2018, de 24 de agosto de 2018 (SEI nº 0202570)

6. CONCLUSÃO

6.1. Estudos do ONS apontam para a possibilidade de que ocorram armazenamentos dos principais reservatórios de regularização do subsistema Sudeste/Centro Oeste inferiores àqueles verificados no histórico.

6.2. Observa-se que existem no SIN usinas termelétricas a gás natural sem contrato de comercialização de energia elétrica, as quais podem apresentar custos atrativos em relação a outras usinas disponíveis atualmente no sistema.

6.3. Para fornecer a atratividade necessária à sua geração, que poderá reduzir o custo de operação do SIN e torná-las disponíveis, é necessário a inclusão de custos fixos, a critério da ANEEL, aos custos associados ao CVU dessas usinas.

6.4. Para dar efetividade à proposta, é necessário não expor essas empresas à inadimplência do mercado de curto prazo, bem como não aplicar penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18/2017.

6.5. Assim, recomenda-se que o texto da minuta de Portaria (SEI nº 0205462) contendo as excepcionalidades, seja disponibilizada pelo Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia para Consulta Pública, por 5 dias, objetivando a análise e contribuições da sociedade.

6.6. Para a realização dessa Consulta Pública, recomenda-se que sejam disponibilizados, além da Minuta de Portaria contendo a autorização (SEI nº 0205462), que será objeto das contribuições, esta Nota Técnica (SEI nº 0204675), que subsidia tal proposta, e a Carta ONS 0254/DGL/2018, de 24 de agosto de 2018 (SEI nº 0202570).

6.7. Adicionalmente, sugere-se o envio à Consultoria Jurídica (CONJUR) desta Nota Técnica e da Minuta de Portaria para abertura de Consulta Pública (SEI nº 0208745), para a análise da viabilidade jurídica dessa documentação.



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Spanier Homrich, Diretor(a) do Departamento de Gestão do Setor Elétrico**, em 24/09/2018, às 11:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Silva de Godoi, Diretor(a) do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**, em 24/09/2018, às 11:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Dairiel de Campos Lacerda, Coordenador(a)-Geral de Gestão da Comercialização de Energia**, em 24/09/2018, às 14:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0204675** e o código CRC **DD207699**.