

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 27/2021/ANP

Rio de Janeiro, 16 de setembro de 2021.

Assunto: Minuta do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto em São Matheus do Sul (PR).**1. INTRODUÇÃO**

1.1. Ao longo dos últimos 20 anos, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) debate o melhor enquadramento regulatório da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural proveniente de xisto betuminoso.

1.2. Em especial, a Superintendência de Participações Governamentais (SPG) vem enfrentando junto à Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras longa discussão atinente ao pagamento dos royalties referentes à produção de petróleo e gás proveniente de xisto betuminoso em São Matheus do Sul (PR), tendo a empresa recentemente manifestado interesse em encerrar consensualmente as pendências relacionadas ao pagamento desta participação governamental.

1.3. Assim, mediante o exposto, a Petrobras submeteu texto do contrato de concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto em São Matheus do Sul (PR) para apreciação da ANP, de forma que tal instrumento faça parte do acordo para solução das controvérsias entre a ANP e Petrobras expostas referentes aos pagamentos dos royalties conforme acima citado.

1.4. Logo, a presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar de forma consolidada as principais alterações propostas para a minuta do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto, em resposta à demanda formulada pela Superintendência de Participações Governamentais (SPG) com base em minuta de Contrato encaminhada pela Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras enviada em 31 de agosto de 2021, por meio da Carta INP/ARX 0082/2021.

1.5. Para tanto, está estruturada com cinco seções, incluindo esta breve introdução. A segunda seção contém um breve histórico de todo processo de elaboração da minuta do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto, para a seção seguinte ser apresentada a base legal e as referências utilizadas para revisão da minuta do Contrato de Concessão. A quarta seção apresenta de forma consolidada os aprimoramentos empreendidos no Contrato de Concessão após a revisão implementada pela ANP a partir da versão apresentada pela Petrobras na Carta INP/ARX 0082/2021, bem como as justificativas e demais informações necessárias para apreciação dos documentos. A quinta seção apresenta as considerações finais.

2. BREVE HISTÓRICO

2.1. No âmbito do Processo Administrativo nº 48610.012439/2012-75, o Parecer nº 061/2011/PFANP/AGU, da lavra do ilustre Procurador Federal Olavo Bentes David, explicitou o seguinte:

“(...) não se pode confundir o objeto da lavra (que é o óleo de xisto) com a rocha que lhe serve de reservatório. O objeto da lavra do xisto betuminoso, repita-se, é o petróleo de xisto, hidrocarboneto líquido em seu estado natural. Não convence, igualmente, o argumento de que o betume por encontrar-se disseminado no folhelho reservatório em estado sólido ou quase sólido faria com que o óleo de xisto não se conformasse à definição de petróleo expressa na Lei. O resultado da exploração do xisto betuminoso não é também o betume, mas o óleo de xisto. (...)”

2.2. Nestes termos, a questão de como tratar e a quem compete regular a exploração e produção de petróleo e gás proveniente de xisto foi enfrentada e dirimida no Parecer supracitado e ratificado nos Pareceres nº 96/2013/PF-ANP/PGF/AGU, nº 273/2013/PF-ANP/PGF/AGU (Processo Administrativo nº 48610.012439/2012-75) e Parecer nº 00761/2018/PFANP/PGF/AGU (Processo Administrativo nº 48610.006785/2018-18), tal como resumidamente explicitado abaixo:

a) o DNPM é o órgão regulador competente para a atividade de exploração do xisto betuminoso quando o produto da lavra não for destinado à obtenção do óleo de xisto, equiparado à industrialização do petróleo; e

b) quando a exploração do xisto betuminoso for destinado à obtenção do óleo de xisto, equiparado à industrialização do petróleo, o órgão regulador é a ANP.

2.3. No entanto, a discussão quanto à competência regulatória remonta datas anteriores, tal como explicitado no Parecer PROGE-RJ nº 002/00, acostado às fls. 64/70, dos autos do Processo Administrativo nº 48610.005771/99. Com fundamento no precitado Parecer, foi editada a Autorização nº 102, de 20 de junho de 2000, publicado no DOU de 21/06/2000, atualmente em vigor, impedindo a paralisação do empreendimento.

2.4. Ressalta-se, contudo, que o instrumento jurídico adotado, qual seja, a autorização, não é o mais adequado para o caso em tela, na medida em que a Lei do Petróleo determina que na hipótese das atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e de Gás proveniente de Xisto deve ser firmado o Contrato de Concessão, nos moldes dos Contratos pactuados na denominada Rodada Zero de Licitações, com base na regra transitória da Lei nº 9.478/1997.

2.5. Com base no exposto, a SPG recebeu minuta de Contrato Concessão encaminhada pela Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras, tendo como base o Contrato de Concessão padrão da Rodada Zero no formato de seu Aditivo de 1999, o qual revisou a redação original do contrato e o encaminhou à Superintendência de Promoção de Licitações (SPL), através do Memorando nº 358/2018/SPG, de 20 de setembro de 2018, para que pudesse aprimorar o documento à luz das atribuições da ANP, a experiência e o conhecimento acumulados pela SPL na realização das rodadas de licitações.

2.6. Para atingir tal objetivo, a SPL procedeu alterações tanto de forma quanto de conteúdo na minuta do contrato de concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto, visando não só tornar a redação mais clara e objetiva, padronizar procedimentos, como também adotar dispositivos mais recentes, conforme modelo do Contrato de Concessão da 15ª Rodada de Licitações, com pequenas modificações, de modo a garantir as melhores condições ao concessionário, em cláusulas cujos procedimentos atualmente praticados são os contidos neste instrumento e aderentes a atividade específica.

2.7. Tal proposição foi remetida à SPG em 14 de novembro de 2018, por meio do Ofício nº 189/2018/SPL, e estando suportada tecnicamente pela Nota Técnica nº 047/2018/SPL, de mesma data. Nesta Nota Técnica foram apresentadas todas as justificativas para as modificações propostas em comparação dispositivos mais recentes, conforme modelo do Contrato de Concessão da 15ª Rodada de Licitações e levando em conta as especificidades da atividade objeto do instrumento contratual ora proposto, análise técnica feita pela SPL em conjunto com a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) e Núcleo de Fiscalização da Produção (NFP). O referido documento foi encaminhado à Petrobras em 21 de novembro de 2018, por meio do Ofício nº 376/2018/SPG.

2.8. Em resposta a esta proposição da ANP de 2018, a Petrobras encaminhou a Carta INP/ARX 0082/2021, de 31 de agosto de 2021, por meio da qual submete nova redação para a minuta de contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e de gás proveniente de xisto, tendo por base a proposição da ANP, enviando suas justificativas para as alterações sugeridas.

3. BASE LEGAL E REFERÊNCIAS

3.1. O instrumento contratual proposto pela SPL, ora revisado após as devidas ponderações dos comentários recebidos da Petrobras, cujas análises estão registradas nesta nota técnica, foi

elaborado em consonância com a legislação aplicável, em especial com a Lei nº 9.478/1997, e teve como base o Contrato de Concessão padrão da Rodada Zero no formato de seu Aditivo de 1999, tal como orientação da Procuradoria Federal exarada através do Parecer nº 273/2013/PF-ANP/PGF/AGU.

3.2. A fim de cumprir tal obrigação, com base no arcabouço legal existente e a partir da experiência acumulada pela SPL ao longo das rodadas de licitações já realizadas, à luz da competência que lhe foi atribuída pelo art. 108, II, “a”, do Regimento Interno da ANP, aprovado pela Portaria ANP nº 265/202020, revisou a minuta do Contrato de Concessão, de modo a dar prosseguimento e permitir a regularização das atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural proveniente de Xisto em São Matheus do Sul/PR.

3.3. Além da base legal utilizada, é importante destacar que o trabalho conjunto das Superintendências de Desenvolvimento e Produção (SDP), Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC), Superintendência de Participações Governamentais (SPG), Superintendência de Movimentação e Infraestrutura (SIM) e Núcleo da Fiscalização da Produção (NFP) colaboraram sobremaneira neste processo de revisão da minuta do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto, através da participação de reuniões de trabalho, bem como no encaminhamento de contribuições por escrito.

4. PRINCIPAIS ALTERAÇÕES NA MINUTA DO CONTRATO CONCESSÃO

4.1. Inicialmente, é importante reforçar que nesta Nota Técnica são apresentadas as alterações na minuta do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto a partir do material recebido da Petrobras por meio da Carta INP/ARX 0082/2021, de 31 de agosto de 2021, destacando as modificações e justificativas para os itens que as equipes técnicas analisaram e entenderam como pertinentes das proposições feitas pela empresa na carta supracitada. Por sua vez, alterações já haviam sido implementadas pela ANP no contrato de concessão, a partir de proposição original da Petrobras, e estão destacadas na Nota Técnica nº 047/2018/SPL.

4.2. Foram implementadas nesta revisão da minuta do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto aprimoramentos de forma e conteúdo.

4.3. As alterações de forma visam simplificar o texto, tornar a redação mais clara e objetiva, padronizar procedimentos, organizar a sequência de apresentação das informações e efetuar correções, quando cabíveis. Para as alterações de forma propostas, recomendamos a observação de todas as alterações no arquivo em formato “Com Marcação”.

4.4. Por sua vez, as modificações de conteúdo foram propostas, tendo como premissas: (a) atendimento a base legal vigente; (b) atendimento às recomendações da Procuradoria Federal junto à ANP para adequação do instrumento contratual à especificidade do objeto; (c) adoção de dispositivos mais recentes, conforme modelo do Contrato de Concessão da 17ª Rodada de Licitações, com pequenas modificações, de modo a garantir a adequação do instrumento contratual à especificidade do objeto.

4.5. A seguir, em linhas gerais, são apresentadas as principais alterações implementadas acompanhadas das respectivas justificativas.

CONSIDERANDOS

- Alteração de redação do 3º Considerando.

Justificativa: O Considerando objetiva efetuar analogia de dispositivos da legislação vigente para dar efetividade à diretriz contida no Ofício nº 368/2012/CONJUR-MME/CGU/AGU, de modo a considerar que o objeto do Contrato de Concessão tenha o mesmo tratamento legal que é dado à exploração e produção de petróleo e gás natural. A alteração ora proposta em seu texto, visa compatibilizar sua redação com o texto do caput do artigo 176 da Constituição Federal, alinhando-o aos demais dispositivos contidos no “Considerando” que possuem a mesma referência legal.

CAPÍTULO I - DISPOSIÇÕES BÁSICAS

CLÁUSULA PRIMEIRA – DEFINIÇÕES

- Revisão da redação da definição de Transporte (1.1.5.)

Justificativa: A definição de Transporte incluída no rol das definições legais não corresponde à definição trazida pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, art. 6º, inciso VII. Dessa forma, a alteração implementada visa garantir que a definição a ser considerada neste contrato, seja aquela determinada na Lei do Petróleo.

- Inclusão da definição de Programa de Descomissionamento das Instalações (1.2.31.)

Justificativa: Inclusão da definição para comportar os termos decorrentes da discussão da resolução atinente à regulamentação relativa às atividades de descomissionamento das instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, a partir da publicação da Resolução ANP nº 817/20.

CLÁUSULA SEGUNDA – OBJETO

- Inclusão do Inciso VI na Cláusula 2.2 ((VI) Processamento do Gás de Pirólise)

Justificativa: O **Processamento do Gás de Pirólise** consiste na separação do gás de pirólise em fases líquidas e gasosas. A definição do **Ponto de Medição da Produção** indica que a medição deve ser feita em volume e monofásica. De fato, não existe tecnologia que permita a medição multifásica com requisitos fiscais. Assim sendo, os pontos de medição da produção deverão estar necessariamente depois das operações de separação de fases líquidas e gasosas e antes das operações de processamento do gás proveniente de xisto.

- Modificação da redação da Cláusula 2.3

Justificativa: O **Ponto de Medição da Produção** define o local onde o concessionário assume a propriedade do hidrocarboneto produzido a partir da incidência das participações governamentais devidas. Desta forma, as operações de exploração e produção devem abranger todas as etapas da produção até a transferência de propriedade para o concessionário. Do contrário teríamos um cenário de operações não abrangidas pelo contrato de concessão envolvendo os hidrocarbonetos ainda de propriedade da União. Outro ponto crítico seria a possibilidade de termos um primeiro agente regulado operando o contrato de concessão e um segundo agente regulado responsável pelas demais operações, onde de fato ocorreria a transferência de propriedade da União para o primeiro agente regulado.

Assim, considerando que as operações de exploração e produção avançarão na área da instalação industrial atualmente autorizada pela Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC) por meio da Autorização ANP nº 577/2009, será necessária a atualização desta autorização quando da definição exata dos **Pontos de Medição da Produção**, por meio de republicação no Diário Oficial da União, nos termos da regulamentação vigente.

CLÁUSULA TERCEIRA – ÁREA DA CONCESSÃO

- Inclusão das informações relativas à Área da Concessão, detalhada e delimitada no Anexo I - Área da Concessão (3.1.)

Justificativa: Considerando a discussão quanto à competência regulatória da ANP para regular a exploração e produção de petróleo e gás proveniente de xisto, foi editada a Autorização nº 102, de 20 de junho de 2000, publicado no DOU de 21/06/2000, atualmente em vigor, impedindo a paralisação da Planta de Industrialização de Xisto (SIX) àquela época.

Ressalta-se, contudo, que o instrumento jurídico adotado, qual seja, a autorização, não é o mais adequado para o caso em tela, na medida em que a Lei do Petróleo determina que na hipótese das atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e de Gás proveniente de Xisto deve ser firmado o Contrato de Concessão, nos moldes dos Contratos pactuados na denominada Rodada Zero de Licitações, com base na regra transitória da Lei nº 9.478/1997.

Diante de tal recomendação e após longo período de discussão referente à alíquota de royalties a ser aplicada a referida atividade, o contrato ora proposto considera a área de concessão aquela descrita no Anexo I, com polígono semelhante às poligonais dos Alvarás emitidos pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) para fins de pesquisa mineral de xisto.

CLÁUSULA SEXTA – PLANO DE DESENVOLVIMENTO

- Aprimoramento da Cláusula 6.1 para alteração do prazo de 6 (seis) meses para 12 (doze) meses para envio do Plano de Desenvolvimento

Justificativa: A fixação do prazo de 12 meses para o envio do Plano de Desenvolvimento é bem razoável tecnicamente, visto que esse plano será único e específico na ANP, por contemplar atividades para o desenvolvimento e produção, não convencional, de petróleo e gás natural fruto da lavra, processamento e refino do Xisto. O plano de desenvolvimento deverá contemplar: i) a identificação dos Depósitos de Xisto, Jazidas onde serão realizadas as Operações; ii) a duração estimada para a execução do Desenvolvimento, com o cronograma das atividades e os investimentos previstos, acompanhados de estudos de avaliação técnica e econômica; iii) a estimativa das reservas recuperáveis e dos níveis de produção, assim como informação detalhada sobre os Depósito de Xisto e as propriedades das rochas, com a indicação dos percentuais de impurezas e produtos associados nele contidos; iv) a estimativa das reservas recuperáveis e dos níveis de produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto, assim como informação detalhada de produtos associados; v) as informações pertinentes sobre construções, instalações e equipamentos de Exploração, Produção, Processamento de Gás de Pirólise, armazenamento, medição, Transferência, Transporte; vi) a determinação do Ponto de Medição da Produção, bem como o processo para a sua medição; vii) as informações pertinentes sobre segurança operacional e meio ambiente, de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo; e viii) o procedimento para abandono do Campo de Xisto, incluindo a Recomposição do Depósito de Xisto.

- Aprimoramento da redação da Cláusula 6.6

Justificativa: O aperfeiçoamento visa deixar mais clara a orientação de que caso a jazida de xisto venha ultrapassar o Campo de Xisto, é possível ajuste na Área da Concessão.

- Aprimoramento da redação da Cláusula 6.14

Justificativa: Tendo em vista a publicação da Lei 14.134/21 e seu Decreto regulamentador (Decreto 10.712/21), faz-se necessária revisão da redação da referida Cláusula para adequação aos novos ditamos legais dispostos nestes dispositivos. Isto se faz necessário pelo fato de que apesar de o Gás proveniente de Xisto não se enquadrar como Gás Natural pelas definições legais, caso ele venha a passar por processamento e tratamento que o torne intercambiável ao gás natural, a Lei nº 14.134/21 se aplicará. Logo a menção à Lei na Cláusula 6.14, com aperfeiçoamento em sua, para se possa deixar mais claro quando a Lei nº 14.134/21 se aplicaria.

ANEXO II – PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E DE TERCEIROS

- Alínea “a” definição da alíquota de Royalties da Produção de Petróleo e Gás proveniente de Xisto realizada na Área de Concessão.

Justificativa: Haja vista que: (i) o § 1º do art. 47 da Lei nº 9.478/97 permite a redução da alíquota de royalties até o mínimo de 5% tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes; (ii) a produção do óleo e gás natural objeto deste contrato provém de uma acumulação não convencional, o processo da lavra de xisto envolve tecnologia avançada e de maiores custos operacionais; (iii) a produção é baixa comparada aos principais campos produtores de petróleo e gás natural do país; (iv) o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – Reate definiu como o objetivo estratégico: revitalizar as atividades de E&P em áreas

terrestres; estimular o desenvolvimento local e regional; aumentar a competitividade da indústria petrolífera onshore nacional; e adequar os percentuais de royalties de novos contratos aos ambientes de elevado risco exploratório e baixo potencial petrolífero; (v) para os blocos em oferta na bacia do Paraná na Oferta Permanente a alíquota de royalties está definida em 5%, foi considerado pertinente estabelecer alíquota de royalties correspondente a 5% para produção de petróleo e gás proveniente de xisto realizada na área de concessão.

- Alínea “b” definição da alíquota de Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área.

Justificativa: O inciso IV do art. 47 e o art. 51 da Lei nº 9.478/97 dispõem sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, posteriormente regulamentada art. 28 do Decreto nº 2.705/98. De acordo com as ponderações indicadas na justificativa anterior para definição da alíquota de Royalties, foi considerado pertinente que os valores unitários do pagamento pela ocupação ou retenção de área sejam fixados nos menores patamares previstos no § 3º do art. 28 do Decreto nº 2.705/98, utilizando metodologia de cálculo análoga a utilizada para definição da alíquota nos blocos localizados em Áreas com Acumulações Marginais. A referida metodologia de cálculo considera o valor de referência mínimo fixado no Decreto nº 2.705/98, sendo este atualizado a valor presente, conforme fator de atualização. Em 31 de agosto de 2021, os valores referentes ao pagamento pela ocupação ou retenção de área, em reais por km², aplicáveis ao Período da Etapa de Desenvolvimento e a Fase de Produção equivalem a R\$/Km² 146,45 e R\$/Km² 732,27, respectivamente. Esses valores serão pagos e reajustados anualmente, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, pelo IGP-DI acumulado nos 12 meses antecedentes à data de cada reajuste, conforme previsto no art. 28 do Decreto nº 2.705/98.

Adicionalmente, por inexistência da Fase de Exploração na referida minuta, excluiu-se a trecho que trata do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área na Fase de Exploração.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1. A presente nota técnica apresentou e justificou as alterações incorporadas à minuta de Contrato de Concessão encaminhada, a partir da análise da proposta apresentada pela Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras, por meio da Carta INP/ARX 0082/2021, de 31 de agosto de 2021, com o intuito de que esta seja a minuta a ser encaminhada para deliberação da Diretoria Colegiada, com prévia análise da Procuradoria Geral, no âmbito da solução das controvérsias relacionada aos *royalties* referentes à lavra e atividades correlatas na planta de industrialização de xisto em São Mateus do Sul (PR).

(datado e assinado eletronicamente)

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Assessora da Diretoria

Josie Quintella

Superintendente Adjunta de Promoção de Licitações

Renato Lopes Silveira

Superintendente de Promoção de Licitações

Thiago Neves de Campos

Superintendente de Participações Governamentais

Roney Afonso Poyares

Especialista em Regulação

Gustavo Ribeiro de Menezes

Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição de Petróleo e Gás

Hélio da Cunha Bisaggio

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

Luciana Rocha de Moura Estevão

Superintendente-Adjunta de Infraestrutura e Movimentação

Marcelo Paiva Castilho Carneiro

Superintendente de Desenvolvimento e Produção

Thyago Grotti Vieira

Superintendente de Produção de Combustíveis

Heloisa Helena Moreira Paraquetti

Superintendente Adjunta de Produção de Combustíveis

Sabrina Souto Ferreira

Especialista em Regulação



Documento assinado eletronicamente por **JOSIE RODRIGUES FERRAO QUINTELLA, Superintendente Adjunta**, em 16/09/2021, às 18:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **THYAGO GROTTI VIEIRA, Superintendente**, em 16/09/2021, às 18:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **HELOISE HELENA LOPES MAIA DA COSTA, Assessora de Diretoria**, em 16/09/2021, às 18:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **SABRINA SOUTO FERREIRA, Assessora Técnica de Regulação**, em 16/09/2021, às 18:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente**, em 16/09/2021, às 18:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **HELOISA HELENA MOREIRA PARAQUETTI, Superintendente Adjunta**, em 16/09/2021, às 18:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUSTAVO RIBEIRO DE MENEZES, Chefe de Núcleo**, em 16/09/2021, às 19:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **RONEY AFONSO POYARES, Coordenador de Preços e Outras Participações**, em 16/09/2021, às 19:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARCELO PAIVA DE CASTILHO CARNEIRO, Superintendente**, em 16/09/2021, às 19:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANA ROCHA DE MOURA ESTEVAO, Superintendente Adjunta**, em 16/09/2021, às 19:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **HELIO DA CUNHA BISAGGIO, Superintendente**, em 16/09/2021, às 19:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **RENATO LOPES SILVEIRA, Superintendente**, em 16/09/2021, às 19:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1629095** e o código CRC **5C698345**.