

Relatório de Auditoria Anual de Contas



Presidência da República

Controladoria-Geral da União

Secretaria Federal de Controle Interno

Unidade Auditada: ESCRITORIO CENTRAL DA ANP

Exercício: 2015

Município: Rio de Janeiro - RJ

Relatório nº: 201600396

UCI Executora: CONTROLADORIA REGIONAL DA UNIÃO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Análise Gerencial

Senhor Chefe da CGU-Regional/RJ,

Em atendimento à determinação contida na Ordem de Serviço n.º 201600396, e consoante o estabelecido na Seção III, Capítulo VII da Instrução Normativa SFC nº 01, de 06/04/2001, apresentamos os resultados dos exames realizados sobre a prestação de contas anual apresentada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

1. Introdução

Os trabalhos de campo foram realizados no período de 04/04/2016 a 05/05/2016, por meio de testes, análises e consolidação de informações coletadas ao longo do exercício sob exame e a partir da apresentação do processo de contas pela unidade auditada, em estrita observância às normas de auditoria aplicáveis ao Serviço Público Federal. Nenhuma restrição foi imposta à realização dos exames.

O Relatório de Auditoria encontra-se dividido em duas partes: Resultados dos Trabalhos, que contempla a síntese dos exames e as conclusões obtidas; e Achados de Auditoria, que contém o detalhamento das análises realizadas – consistindo, assim, em subsídio ao julgamento das contas apresentadas pela Unidade ao Tribunal de Contas da União (TCU).

Registra-se que os Achados de Auditoria apresentados neste relatório foram estruturados, preliminarmente, em Programas e Ações Orçamentárias organizados em títulos e subtítulos, respectivamente, segundo os assuntos com os quais se relacionam diretamente. Posteriormente, apresentam-se as informações que não estão diretamente relacionadas a Programas/Ações Orçamentários específicos.

2. Resultados dos trabalhos



De acordo com o escopo de auditoria firmado por meio da Ata de Reunião realizada em **15/02/2016**, entre a Coordenação-Geral de Auditoria da Área de Minas e Energia (CGENE) e a Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo, Gás Natural e Mineração do TCU (SeinfraPetróleo), foram realizados os seguintes ajustes nos escopos dos itens 2, 3, 4 e 11 do Anexo II da Decisão Normativa TCU n.º 147/2015:

- Item 2: avaliação da atuação regulatória da ANP na individualização da produção (unitização) e avaliação da implementação do Planejamento Estratégico pela ANP;
- Item 3: verificação da adequabilidade dos indicadores de monitoramento dos resultados alcançados nas áreas finalísticas da autarquia;
- Item 4: avaliação da gestão de pessoas da Coordenadoria de Conteúdo Local, em especial a adequabilidade da força de trabalho da unidade frente às suas atribuições;
- Item 11: avaliação dos controles internos administrativos relacionados aos procedimentos de cálculo, distribuição e pagamento de participações governamentais.

Além do conteúdo mencionado, na reunião celebrada entre os membros de TCU e CGU ficou registrado que o atendimento das deliberações contidas nos acórdãos 657/2013-TCU-Plenário, 3.253/2013-TCU-Plenário e 615/2015-TCU-Plenário também seria verificado.

Em razão dos ajustes mencionados, os itens 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14 e 15 do Anexo II da DN TCU 147/2015 foram suprimidos das contas da ANP.

2.1 Avaliação da Conformidade das Peças

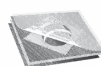
A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas neste item, consideraram-se as seguintes questões de auditoria: (i) A unidade jurisdicionada elaborou todas as peças a ela atribuídas pelas normas do Tribunal de Contas da União para o exercício de referência?; (ii) As peças contemplam os formatos e conteúdos obrigatórios nos termos da DN TCU n.º 147/2015, da IN TCU n.º 63/2010 e da Portaria TCU n.º 321/2015? (iii) o rol de responsáveis elaborado pela unidade prestadora de contas (UPC) está em conformidade com os dispositivos legais e com as orientações do E-Contas (IN TCU 147-2015 Art. 6º §7º)?

A metodologia da equipe de auditoria consistiu na análise dos itens que compõem o Relatório de Gestão e das peças do Processo de Contas, conforme disponibilizados no sistema e-Contas do TCU.

A partir dos exames realizados, concluímos que a ANP elaborou todas as peças a ela atribuídas pelas normas do Tribunal de Contas da União para o exercício de 2015. Além disso, as peças, incluindo o Rol dos Responsáveis, contemplam os formatos e conteúdos obrigatórios nos termos da DN TCU n.º 147/2015, da IN TCU n.º 63/2010, da Portaria TCU n.º 321/2015 e das orientações do E-Contas.

2.2 Avaliação dos Resultados Quantitativos e Qualitativos da Gestão

Neste item, propõe-se responder às seguintes questões de auditoria:



1. Qual é a avaliação da CGU a respeito da atuação regulatória da ANP nos processos de Acordo de Individualização da Produção (AIP)¹ e Compromisso de Individualização da Produção (CIP)²?
 - i. Quais são os impactos dessa atuação na distribuição de participações governamentais?
 - ii. Qual é o *status* da proposta de alteração da Resolução ANP 25/2013?
2. Quantas e quais jazidas compartilhadas constatadas foram comunicadas à ANP em 2015?
3. Quantas e quais foram as possibilidades de existência de jazidas compartilhadas identificadas pela ANP em 2015?
4. Em relação à amostra selecionada:
 - i. Qual foi a tramitação de cada um dos AIPs?
 - ii. Os AIPs foram analisados pela área técnica?
 - iii. As decisões da ANP basearam-se nas conclusões da área técnica?

Com relação à primeira questão e seu subitem “i”, informamos que em 2015 a CGU concluiu o Relatório de Auditoria nº 201317533, que contém a avaliação sobre a gestão da ANP no processo de delimitação de campos de petróleo e gás e dos impactos desse processo na distribuição de participações governamentais. A fim de responder à questão de auditoria proposta, transcrevemos a seguir sua conclusão:

“Verificou-se, por meio do presente trabalho, que os processos relativos ao procedimento de delimitação e revisão dos ring-fences apresentam o seguinte aspecto que contribuem para o alcance da missão da unidade:

a) todos os processos relacionados aos Planos de Avaliação de Descoberta, Declaração de Comercialidade e Plano de Desenvolvimento estão normatizados internamente pela ANP. Este último está em processo de revisão.

Por outro lado, verificou-se que os seguintes aspectos constituem obstáculos para o atingimento da sua missão:

b) Os campos da Rodada Zero, de maneira geral, não tiveram seus Planos de Desenvolvimento aprovados.

c) Os campos da Rodada Zero não tiveram procedimento de Declaração de Comercialidade, tendo sido os limites dos campos predefinidos pela Petrobras.

d) Ausência de regulamentação do Procedimento de Anexação e Unificação.

e) Norma de Unitização recente e ausência de normatização relativa à Anexação e Unificação.

f) Deficiência de Recursos Humanos relacionados às áreas SEP e SDP. (Apontadas no Relatório de Auditoria de Gestão n.º 201406995, item 3.1.1.1)

¹ De acordo com o art. 2º, I, da RANP 25/2013, trata-se de acordo celebrado entre as partes, após a Declaração de Comercialidade, para Desenvolvimento e Produção unificados de Jazida Compartilhada.

² De acordo com o art. 2º, II, da RANP 25/2013, trata-se de instrumento celebrado após a Declaração de Comercialidade que formaliza a alocação da Produção de Jazida Compartilhada que se estende por Áreas sob Contrato distintas, cujos direitos de Exploração e Produção pertencem à mesma empresa ou a consórcio de idêntica composição e mesmos percentuais de participação.



- g) *Deficiência na comunicação interna entre as áreas SEP, SDP e SDB, podendo gerar falhas na definição do Bônus Mínimo de Assinatura.*
- h) *Deficiência na condução dos processos de Unitização e na adoção de medidas para o cálculo e cobrança do proporcional ressarcimento a União pela produção, até então decorrente em área não concedida/contratada.*
- i) *Ausência de procedimentos internos, na ANP, associados à verificação dos limites dos reservatórios apresentados pelo concessionário.*

Nesse contexto, conclui-se que, para que a unidade cumpra adequadamente a sua missão institucional, é necessário:

- a) *Ampliar a regulamentação dos procedimentos associados à definição dos limites dos reservatórios e dos procedimentos de Unitização, Anexação e Unificação.*
- b) *Reestruturar a SEP e SDP com Recursos Humanos, visando o atendimento das atribuições legais e regimentais das superintendências.*
- c) *Ampliar a atuação da SDP na condução dos processos de Unitização e na adoção de medidas para o cálculo e cobrança do proporcional ressarcimento a União pela produção, até então decorrente em área não concedida/contratada.*
- d) *Aprimorar os procedimentos de comunicação entre as Superintendências: SEP, SDP e SDB, visando a evitar falhas na definição do Bônus Mínimo de Assinatura.*
- e) *Desenvolver os procedimentos internos, na ANP, associados à verificação dos limites dos reservatórios apresentados pelo concessionário.”*

O subitem “ii” da questão 1 trata da atualização da Resolução ANP 25/2013 (doravante denominada RANP 25/2013).

A esse respeito, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção emitiu a Nota Técnica nº 0175/2015/SDP, de 10/08/2015, cujo objetivo foi subsidiar a Diretoria Colegiada da ANP para deliberar sobre a revisão da referida resolução. Segundo o documento:

“As alterações propostas à Resolução ANP n.º 25/2013 visam adequar cinco pontos relacionados aos procedimentos de individualização da produção, quais sejam (i) a necessidade de instaurar o processo de individualização da produção a partir da possibilidade da extensão da jazida para fora dos limites do contrato quando envolver área da União; (ii) a possibilidade de rateio com a União das despesas incorridas pelo Concessionário, Cessionário ou Contratado na realização de atividades adicionais ao Programa Exploratório Mínimo; (iii) a supressão do limite do desconto no quinhão da União, no âmbito do ressarcimento pelos custos incorridos, cabendo uma análise caso a caso; (iv) a inserção de dispositivo que ratifica a competência da PPSA na negociação do rateio dos custos de produção e dos investimentos concernentes à Etapa de Desenvolvimento da Produção; e (v) a retirada dos art.35 e 36 que trataram de disposições transitórias.”

Cabe ressaltar que o assunto também se encontra em discussão no Ministério de Minas e Energia (MME). Em 24/09/2015 foi editada a Portaria MME 452, que instituiu “Grupo de Trabalho com a finalidade de propor ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE diretrizes gerais relativas aos contratos de individualização da produção de petróleo e gás natural”.

Em 05/01/2016 a ANP publicou no Diário Oficial da União (DOU) o Aviso de Consulta Pública e Audiência Pública nº 01/2016 para discutir o tema.



A audiência pública foi agendada para 22/02/2016, e seu objetivo foi a obtenção de subsídios para a redação final da resolução que propõe ajustes na RANP 25/2013. As alterações propostas pela ANP foram as seguintes, de acordo com apresentação realizada pela SDP em 11/04/2016:

- inserção de um parágrafo no art. 3º (dever de comunicar a possibilidade de extensão envolvendo área não contratada);
- alteração do art. 17 (inclusão das atividades exploratórias extra PEM³ nas hipóteses de reembolso e retirada no teto para reembolso dos custos, remetendo à competência da PPSA); e
- revogação do art. 35 (considerado desnecessário, tendo em vista que a PPSA já está constituída).

Não obstante, em 04/02/2016, instalou-se a 831ª Reunião da Diretoria Colegiada, em que esta, por meio da Resolução de Diretoria (RD) nº 30/2016, decidiu suspender a Consulta Pública e Audiência Pública nº 01/2016 em virtude do andamento das atividades do grupo de trabalho constituído pela Portaria MME nº 452, de 24/09/2015.

Desse modo, a Agência está aguardando a publicação das diretrizes do CNPE para prosseguir com a consulta e a audiência.

As questões 2 e 3 referem-se aos acordos e compromissos de individualização da produção em tramitação na Agência.

Com base em Braga (2014)⁴, em manifestações da SDP⁵ e em pesquisa nas resoluções de diretoria da ANP⁶, verificamos que até 2015 a Agência aprovou seis AIPs:

- Albacora x Albacora Leste (2007)
- Mangangá x Nautilus (2008)
- Camarupim x Camarupim Norte (2009)
- Lorena x Pardal (2009)
- Xerelete x Xerelete Sul (2013)
- Tartaruga Verde x Área não contratada no Polígono do Pré-Sal (2015)

Encontram-se em andamento 17 acordos de individualização da produção, conforme tabela a seguir:

Tabela 01 - Número de AIPs em andamento, por tipo

AIP c/ área não contratada no Polígono do Pré-Sal	6
AIP c/ área não contratada fora do polígono do pré-sal	2
AIP c/ área sob contrato	9
Total	17

³ Programa Exploratório Mínimo: programa de trabalho a ser cumprido pelo concessionário durante a fase de exploração.

⁴ Braga, Luciana Palmeira. Pré-sal – Individualização da Produção e Contratos Internacionais de Petróleo. São Paulo: Saraiva, 2014.

⁵ Anexo VI do Ofício nº 003/2016/AUD, de 29/01/2016, Memo 119/2016/SDP, de 18/03/2016 e Memorando nº 0172/2016/SDP, de 26/04/2016.

⁶ [http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/?f=templates\\$fn=busca_normas_internet.htm\\$up=1\\$3.0](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/?f=templates$fn=busca_normas_internet.htm$up=1$3.0)



Há ainda cinco situações: um AIP foi encerrado (partes entenderam que não há extensão); dois estão suspensos (dependem de prévia análise da ANP); um não teve a negociação iniciada (estudos apontam inviabilidade econômica); e uma possibilidade de existência de jazida compartilhada foi identificada pela ANP e comunicada ao operador em 2016.

Em relação aos compromissos de individualização da produção (CIPs), até o momento houve 12 aprovações (todas referentes a campos da Petrobras):

- Redonda Profundo x Benfica;
- Boa Vista x Redonda Profundo;
- Benfica x Boa Vista;
- Angico x Estreito;
- Linguado x Badejo x Pampo x Trilha;
- Pampo x Linguado;
- Pampo x Bicudo;
- Trilha x Badejo;
- Bicudo x Enchova Oeste;
- Lorena x Pardal⁷;
- Bagre x Cherne; e
- Barracuda e Caratinga.

Todos os CIPs dessa relação, com exceção do referente a Barracuda e Caratinga (2016), foram aprovados em 2015. A título de complementação, registre-se que 21 CIPs estão sob análise da ANP. Além disso, um CIP proposto pelo operador resultou em uma anexação, e cinco CIPs propostos por esse mesmo operador resultaram em um agrupamento (Parque das Baleias – Campo de Jubarte).

Assim, 67 AIPs e CIPs estão ou estiveram sob análise da ANP. Desse total, cinco derivaram de possibilidade de compartilhamento de jazida identificada pela Agência, e os 62 restantes foram comunicados à Agência por operadores.

Solicitamos que a ANP apresentasse as razões para o fato de o número de identificações (ou sua possibilidade) de jazidas compartilhadas ser significativamente menor que o número de jazidas compartilhadas comunicadas à Agência.

A manifestação, apresentada no Memorando nº 0172/2016/SDP, de 26/04/2016, revela um pouco da dinâmica e das atribuições da Superintendência de Desenvolvimento e Produção e, em nossa opinião, caracteriza a complexidade do processo de interpretação de dados de reservatórios:

“Reputamos como natural que o número de identificações pela ANP de jazidas compartilhadas seja inferior ao número de comunicações pelo Operador. A identificação de uma jazida compartilhada é resultado de um trabalho técnico robusto de um grupo multidisciplinar que é responsável pela interpretação, modelagem e gerenciamento da

⁷ Verifica-se a celebração de um AIP para Lorena x Pardal em 2009 e a de um CIP em 2015. Nesse sentido, vale observar que em 2012 a ANP aprovou por meio da RD 368/2012 o *farm-out* de 50% da participação da UTC Engenharia S.A. e de 50% da participação da Potióleo S.A. no campo de Pardal para a Petrobras, que detém 100% do campo de Lorena. Como em 2015 tanto os direitos de Pardal quanto os de Lorena eram integralmente detidos pela Petrobras, explica-se a assinatura de um CIP referente a esses campos.



jazida em questão. Esse trabalho técnico é contínuo e de responsabilidade do Operador da concessão, que detém milhares de especialistas para tal fim. A ANP, como agência reguladora, não detém o recurso e nem a atribuição para, no âmbito da fiscalização de 440 concessões na Fase de Produção, remodelar e reinterpretar todos os reservatórios descobertos. Adicionalmente, o conhecimento do campo é dinâmico e avança no tempo à medida que novos dados vão sendo adquiridos, gerando reinterpretações, necessidade de ajustes e retroalimentação dos modelos geofísicos, geológicos e de simulação de fluxo. Toda essa dinâmica representa a tarefa rotineira da equipe multidisciplinar do Operador que, sem dúvida, é a que detém a informação (e a incumbência) para identificar a existência de qualquer extrapolação do reservatório, comunicando imediatamente ao órgão regulador, conforme legislação vigente. Cumpre salientar que se a ANP, no âmbito da fiscalização do gerenciamento dos reservatórios por meio da análise dos Planos de Desenvolvimento, identificar a possibilidade de extrapolações, também deverá aprofundar a análise, utilizando as ferramentas de softwares disponíveis. Entretanto, ratificamos que é natural que o Operador que trabalha continuamente com a jazida identifique primeiramente ou em maior quantidade que a ANP.”

A questão 4 cuida da análise da amostra referente a processos de individualização da produção.

O acordo de individualização da produção de Tartaruga Verde foi o único celebrado em 2015, motivo pelo qual ele foi selecionado para análise. Após estudar a tramitação do AIP de Tartaruga Verde, verificamos a questão foi analisada pela área técnica da Agência, e que a Diretoria Colegiada acompanhou a manifestação por ela emitida.

Em ponto específico deste relatório, a tramitação e o histórico do AIP de Tartaruga Verde são detalhados.

2.3 Avaliação dos Resultados Quantitativos e Qualitativos da Gestão

A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas neste item foram consideradas as seguintes questões de auditoria: (i) Quais são as características do Contrato nº 5.012/13, realizado para contratação de empresa para elaboração do Planejamento Estratégico da ANP?; (ii) Qual foi a execução físico-financeira do contrato em 2015?; (iii) Quais foram as razões para a prorrogação do contrato nº 5.012/13?; (iv) Qual a situação atual do Planejamento Estratégico e do Contrato?; e (v) De que forma a Diretoria Colegiada tem atuado na implantação do PE?

A análise abrangeu, além do Contrato nº 5.012/13 e aditivos, as informações constantes do Relatório de Gestão de 2015 da Unidade, as informações obtidas por meio de Ofício e de Solicitação de Auditoria, os produtos entregues e os valores pagos até 31/12/2015. Além disso, atas das reuniões de diretoria em que houve deliberações sobre o planejamento estratégico e o modelo de gestão, nos últimos quatro anos, o cronograma e o estágio atual de desenvolvimento do planejamento estratégico e da definição do modelo de gestão.

A ANP e a Fundação Getúlio Vargas (FGV) celebraram, em 21/06/2013, o Contrato nº 5.012/13-ANP-OI4.429, para o desenvolvimento do planejamento estratégico e a definição do modelo de gestão da ANP. O contrato em comento contemplou os seguintes produtos:



- Mapa estratégico, contendo a missão, a visão de futuro, os valores institucionais e os objetivos estratégicos;
- Indicadores e metas;
- Projetos estratégicos priorizados;
- Mapeamento de processos; e
- Treinamento.

Em 24/03/2014, foi celebrado o Termo Aditivo nº 01 ao Contrato nº 5.012/13-ANP-OI4.429, tendo por objeto o ajuste da lista de produtos da Etapa 1 do Planejamento Estratégico e do cronograma de execução dos serviços contratados a fim de propiciar melhor acompanhamento da execução do objeto contratual e controle em relação aos pagamentos a serem efetuados. Não houve alteração do valor estipulado ou do escopo total contratado.

Em 19/06/2015, foi celebrado o Termo Aditivo nº 02 ao Contrato nº 5.012/13-ANP-OI4.429, tendo por objeto a prorrogação da vigência do contrato por até oito meses, a partir de 21/06/2015, sem ônus adicional para a ANP e mantendo o escopo contratado.

De acordo com a Nota Técnica 04/2015/SEC, a vigência do Contrato nº 5.012/13-ANP-OI4.429 foi prorrogada devido a dificuldades encontradas na fase de implementação e modelagem dos processos de gestão de estratégia, de gestão de processos e gestão de projetos, dada a pouca experiência das equipes envolvidas na implementação de modelos corporativos como o proposto.

Até 31/12/2015, haviam sido pagos à FGV, R\$ 1.121.500,00 (um milhão cento e vinte e um mil e quinhentos reais) dos R\$ 2.150.000,00 (dois milhões cento e cinquenta mil reais) contratados. Pelo exame do cronograma de execução apresentado, foi verificada a equivalência dos valores pagos aos serviços executados no exercício.

Em relação aos produtos previstos, o mapa estratégico, primeiro passo para a implementação do modelo de gestão, foi aprovado pela Diretoria por meio da Portaria ANP nº 221, de 5 de junho de 2014, publicada em 6 de junho de 2014, data do evento de lançamento do referido instrumento para todos os servidores da Agência.

No ano de 2015 a ANP centrou seus esforços no sentido da implantação do novo modelo de gestão e do início da execução da sua estratégia. Foram constituídos o Escritório de Processos (Portaria nº 93, de 15/04/2015) e o Escritório de Projetos (Portaria nº 245, de 03/09/2015), além de realizada uma primeira medição dos indicadores da estratégia, visando estabelecer a linha de base para analisar o desempenho da Agência no que se refere ao alcance dos seus objetivos estratégicos.

O novo modelo de gestão baseado na estratégia busca integrar as diversas unidades organizacionais da ANP por meio da execução de projetos estratégicos e da gestão de processos priorizados, buscando criar sinergia de esforços para o cumprimento da missão institucional e o alcance da visão de futuro da Agência. Os projetos estratégicos são os responsáveis por gerar incremento no desempenho da ANP quanto ao atingimento dos seus objetivos estratégicos, promovendo assim saltos de qualidade na execução das suas atividades. O Escritório de Gestão de Projetos (EGP) tem por objetivo promover maior controle sobre a execução dos projetos da Carteira de Projetos Estratégicos da ANP, monitorando suas entregas, prazos e custos e, também, fomentar a padronização da gestão de projetos na Agência. O Escritório de Gestão de Processos (EPO), por sua vez, foi criado para institucionalizar a gestão de processos na ANP, melhorar o desempenho organizacional e garantir o alinhamento entre os processos e os objetivos estratégicos.



Ainda em 2015, foi elaborada a Carteira dos Projetos Estratégicos da ANP, que engloba:

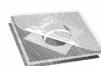
1. Aprimoramento dos Canais Externos de Comunicação da ANP (SCI);
2. Monitoramento do Abastecimento Nacional (SAB);
3. Gestão por Competências (SGP);
4. Protocolo Digital (CDI);
5. Modelos de Projeção de Demanda de Combustíveis (SPD);
6. Planejamento Estratégico e Novo Modelo de Gestão (SEC);
7. Sistema de Gestão dos Processos de Fiscalização (SFI);
8. Governança e Gestão de TI (STI);
9. Reestruturação e Aprimoramento dos Canais Internos de Comunicação da ANP (SCI);
10. Novo Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (DIR III);
11. Sistema de Gestão das Ações de Fiscalização (SFI);
12. Fiscalização e Acompanhamento da Obrigação de Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (SPD);
13. Aspectos Concorrenciais na Indústria de Gás Natural: Experiência Internacional e o Caso Brasileiro (CDC);
14. Aprimoramento dos Processos de Regulamentação da Segurança Operacional (DIR III);
15. Centro de Rochas e Fluidos (DIR II);
16. Diagnóstico da Concorrência na Distribuição e Revenda de Combustíveis Automotivos (CDC);
17. Capacitação de Líderes (SGP);
18. Gestão da Regulação de Gasodutos de Transporte (SCM);
19. Sistema de Gerenciamento dos Parcelamentos de Créditos (EDF);
20. Novos Programas de Monitoramento da Qualidade de Combustíveis (SBQ); e
21. Programa de Qualidade Regulatória (SEC)

Foram também formatados 39 indicadores de estratégia para a Agência, sendo que, destes, nove atualmente ainda se encontram indisponíveis e dois foram cancelados, conforme descrito em item específico deste relatório.

Além de criar o Escritório de Processos, em 2015 a ANP iniciou a revisão de 25 processos, conforme prioridades definidas pela Diretoria Colegiada. Essa revisão dos processos abrangeu o desenho e a análise dos fluxos atuais dos processos, a construção dos seus manuais, a identificação das principais oportunidades de melhoria e a construção de indicadores para os processos.

Em relação aos treinamentos previstos, foram apresentados a esta equipe de auditoria três Relatórios Técnicos dos Treinamentos Realizados, elaborados pela FGV, comprovando a realização dos treinamentos contratados.

Visando à avaliação da participação da Diretoria Colegiada na implantação do Planejamento Estratégico da Unidade, foram solicitadas à ANP as atas das reuniões de diretoria em que houve deliberações sobre o planejamento estratégico e o modelo de gestão, nos últimos quatro anos.



Em resposta, foram apresentadas a Resolução de Diretoria (RD) n.º 703, de 14/03/2013; RD n.º 746, de 26/02/2014; RD n.º 754, de 14/05/2014; RD n.º 798, de 09/04/2015; RD n.º 806, de 11/06/2015; e RD n.º 815, de 28/08/2015. Os assuntos relativos ao Planejamento Estratégico tratados nas respectivas reuniões foram:

- RD n.º 703, de 14/03/2013 – Autorização da contratação da FGV para desenvolvimento do planejamento estratégico e definição do modelo de gestão da ANP;
- RD n.º 746, de 26/02/2014 – Autorização para a emissão do 1º Termo Aditivo ao Contrato n.º 5.012/13-ANP-OI4.429, firmado com a FGV, visando à adequação do escopo do referido contrato em relação a lista de produtos e cronograma de pagamentos, mantendo as demais condições contratuais;
- RD n.º 754, de 14/05/2014 – Aprovação da versão final do Mapa Estratégico da ANP 2014-2018;
- RD n.º 798, de 09/04/2015 – Aprovação da portaria que institui o Escritório de Gestão de Processos Operacionais (EPO) no âmbito da ANP, com a missão de institucionalizar a gestão de processos na ANP; e estabelecimento do período de 90 dias para o EPO publicar o Guia Metodológico da Gestão de Processos da ANP, a contar da data da publicação da portaria;
- RD n.º 806, de 11/06/2015 – Autorização para a emissão do 2º Termo Aditivo ao Contrato n.º 5.012/13-ANP-OI4.429, firmado com a FGV, visando a prorrogação da vigência do contrato em até 8 meses; e
- RD n.º 815, de 28/08/2015 - Aprovação da portaria que institui o Escritório de Projetos (EGP), com a missão de institucionalizar a gestão de projetos na ANP; e estabelecimento do período de 90 dias para o EGP publicar o Guia Metodológico da Gestão de Projetos da ANP, a contar da data da publicação da portaria.

Em relação à participação da Diretoria na implantação do Planejamento Estratégico da ANP, cabe informar que a FGV, no Resumo Executivo do documento denominado “Produto 3 – Planejamento Estratégico 2013-1018”, de 20 de março de 2015, registrou:

“Por fim, do ponto de vista técnico, o processo de construção do PE desenvolveu-se de modo bastante pleno; no entanto, do ponto de vista da liderança - em especial quanto ao seu grau de comprometimento -, o processo deixou a desejar. Até aqui, tratou-se da elaboração do PE – algo relativamente mais fácil de ser realizado se comparado à próxima etapa cujo propósito é a sua materialização. Novas estratégias demandam adequações estruturais e, conseqüentemente, culturais. A liderança deve estar consciente de que não basta resolver os problemas aparentes; deve-se questionar continuamente se os fundamentos organizacionais favorecem o seu alcance. E isto, finalmente, depende de seu padrão de comportamento - tanto frente à estratégia, mas, sobretudo, em face às decisões cotidianas. Portanto agora, o seu nível de envolvimento com as atividades do projeto ditará o sucesso ou o fracasso da campanha.”

Quanto à ressalva consignada pela FGV no documento que formalizou o planejamento estratégico da ANP, a Secretaria Executiva (SEC), após ciência e aprovação pelo Diretor-Geral em exercício, informou o seguinte:

“Em particular ao trecho destacado em negrito, esclarecemos que se trata de um juízo da FGV decorrente da sua observação do desenrolar do processo de construção da estratégia. Essa percepção, muito embora não seja compartilhada pela equipe técnica



da SEC, reforça o entendimento da alta gestão da Agência para o comprometimento necessário da liderança, em todos os níveis da organização e em especial da Diretoria Colegiada, para a etapa de implementação de instrumentos de gestão e para o atingimento dos objetivos estratégicos.

Com relação a implementação dos instrumentos de gestão, é importante destacar que, num esforço de perenização, a diretoria colegiada aprovou as Portarias ANP nº 93, de 15 de abril de 2015, e nº 245, de 3 de setembro de 2015. A primeira institucionalizou a gestão de processos e criou o Escritório de Processos Organizacionais com o objetivo de difundir o uso e a aplicar as ferramentas de gestão de processos. Ainda como decorrência da aprovação da Portaria ANP nº 93/2015, a Agência lançou em 30 de junho de 2015 o seu Guia Metodológico de Gestão de Processos, disponível em página própria na intranet junto com uma vasta documentação que traz o trabalho realizado até o momento além de orientações aos servidores e gestores envolvidos no aprimoramento dos processos organizacionais.

Por sua vez, A Portaria 245/2015 institucionalizou a gestão de projetos na ANP e criou o Escritório de Projetos Estratégicos, que tem como atribuição orientar e monitorar o andamento dos projetos estratégicos da ANP, fundamentais para o atingimento dos objetivos estratégicos, e disseminar as melhores práticas de gestão de projetos no âmbito da agência. Como ferramenta auxiliar na disseminação da gestão de projetos, a SEC está preparando o lançamento do Guia Metodológico de Gestão de Projetos.

A outra vertente de atuação onde o patrocínio da Diretoria Colegiada é de fundamental importância na fase inicial de implantação do modelo de gestão é o monitoramento e a realização de ajustes nos objetivos e metas estratégicas. Para tanto, desde junho de 2015 a diretoria tem participado de reuniões de monitoramento dos projetos estratégicos e realizou em dezembro de 2015 a primeira Reunião de Análise da Estratégia. Em ambos os casos o objetivo principal foi, a partir de relatório de situação dos projetos e da análise do desempenho dos principais indicadores, obter dos diretores orientações e indicações de ações concretas para o ajuste da estratégia.

Assim, fica demonstrado que, por parte da diretoria colegiada, a necessidade de patrocínio na etapa de implementação das ferramentas de gestão tem sido não apenas atendida mas plenamente compreendida em face aos desafios inerentes a esse tipo de empreendimento.”

De acordo com a manifestação da SEC, entendemos que a Agência *a priori* incorporou à sua gestão elementos tendentes a permitir o desenvolvimento do planejamento estratégico resultante do contrato celebrado com a Fundação Getúlio Vargas.

Considerando ser recorrente a análise de indicadores pela CGU nas auditorias de contas, a verificação da execução do planejamento estratégico na ANP deverá ser levada a efeito por esta Controladoria a partir das auditorias ordinárias referentes ao exercício de 2016.

2.4 Avaliação dos Indicadores de Gestão da UJ

A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas, esta Unidade Técnica de Controle objetivou verificar a adequabilidade dos indicadores de monitoramento dos resultados alcançados nas áreas finalísticas da Autarquia, considerando as seguintes questões de auditoria: i) Caso existentes, quais são os indicadores relacionados à fiscalização da



política de conteúdo local? ii) Esses indicadores são adequados? iii) Caso existentes, quais são os indicadores relacionados a AIPs/CIPs? iv) Esses indicadores são adequados?

Inicialmente, informamos que no Relatório da Auditoria Anual de Contas relativo ao exercício 2013, foi constatado que o conjunto de indicadores elaborados no Projeto “Indicadores de Desempenho da ANP” foi focado em processos internos da Agência, voltados à qualidade dos serviços prestados pelas diversas áreas, e, também, servem de base para o estabelecimento da gratificação de desempenho dos servidores. Portanto, mais voltado ao desempenho organizacional (contexto operacional) do que à gestão propriamente dita (contexto estratégico).

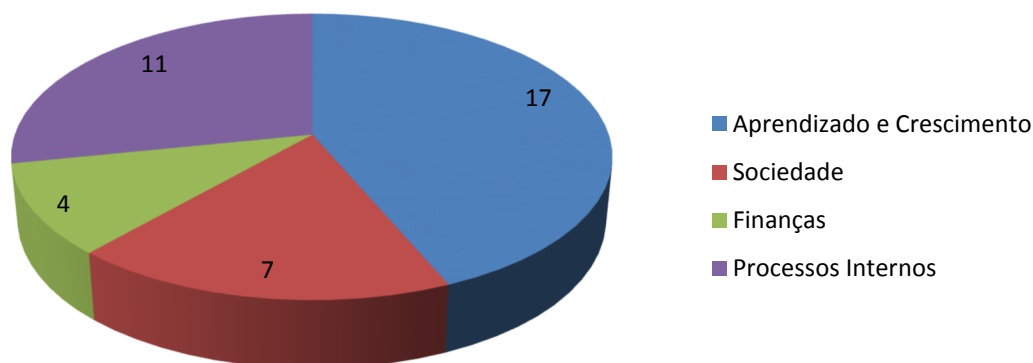
À época, foi recomendado que a ANP incluísse, no projeto de formulação do Planejamento Estratégico, o desenvolvimento de indicadores que permitissem o monitoramento dos resultados das atividades fiscalizadas e regulamentadas pela Agência.

Para o desenvolvimento do planejamento estratégico e a definição do modelo de gestão da ANP, foi celebrado, entre a ANP e a Fundação Getúlio Vargas, o contrato n.º 5.012/13-ANP-OI4.429, de 21/06/2013, conforme descrito em item específico deste relatório. O contrato em comento contemplou diversos produtos, e dentre eles, o estudo e a elaboração dos indicadores e metas de desempenho.

Conforme disposto no Relatório da FGV, denominado Produto 3 - Planejamento Estratégico (PE) 2013-2018, de 20/03/2015, entre junho de 2013 e novembro de 2014 foram realizados três Seminários de PE, várias reuniões de trabalho para identificação e detalhamento dos indicadores de desempenho, refinamento da carteira de iniciativas estratégicas, estabelecimento de metas e validação da Agenda Estratégica com a Diretoria Colegiada (DC) da ANP.

O Mapa Estratégico da ANP perfaz, atualmente, um total de 15 Objetivos Estratégicos distribuídos por quatro Dimensões Organizacionais, quais sejam: Sociedade, Finanças, Processos Internos e Aprendizado e Crescimento. Quanto aos Indicadores de Estratégia, estes totalizam 39, conforme distribuição abaixo:

Gráfico 01: Distribuição dos Indicadores de Estratégia por Dimensão Organizacional



Fonte: Relatório da FGV Projetos CE nº 0457115

Abaixo segue a relação dos indicadores relacionados aos Objetivos Estratégicos da ANP, e sua situação atual de disponibilidade:



Quadro 01: Resumo dos Indicadores de Estratégia da ANP

Objetivo Estratégico	Escopo	Indicadores de Desempenho	Disponibilidade (D/I)*
Missão			
Regular as atividades econômicas das indústrias do petróleo, gás natural e biocombustíveis de forma transparente e efetiva, promovendo o interesse público e atraindo investimentos para o desenvolvimento destas indústrias no Brasil.		Índice de Percepção da Imagem da ANP (IPERCEP)	D
Perspectiva da Sociedade			
1. Proteger os interesses da sociedade e promover a concorrência e o ambiente regulatório propício ao investimento	Desenvolver um ambiente regulatório estável e moderno, por meio da formulação e implementação transparente de suas regulamentações, protegendo os interesses dos consumidores e promovendo a concorrência.	Índice de Eficiência em Processos de Outorga e Contratação das Atividades Reguladas (IEFET)	I
		Índice de Compromisso Regulatório (ICREG)	D
		Índice de Análise de Impacto Concorrencial (IAIC)	D
2. Assegurar o abastecimento com produtos e serviços de qualidade e ambientalmente adequados	Monitorar e fiscalizar o mercado regulado de forma a garantir a oferta de produtos e serviços adequados às necessidades da sociedade e do meio ambiente, assegurando padrões de qualidade de produtos, sua adequação ao uso e a adoção de boas práticas de gestão operacional.	Índice de Regularidade do Mercado de Combustíveis (IRCOMB)	I
		Índice de Formação de Estoques Mínimos de Combustíveis (IECOMB)	D
		Índice de Reposição de Reservas (IRRE)	C
Perspectiva das Finanças			
3. Alocar e utilizar recursos com efetividade e transparência	Adotar um modelo de gestão financeira que favoreça a transparência na utilização de recursos e que assegure a integração entre o fluxo orçamentário, o fluxo financeiro e as atividades das unidades organizacionais.	Índice de Alocação do Orçamento Estratégico (IALO)	I
		Índice de Despesas Operacionais (IRDO)	D
4. Demonstrar os resultados alcançados com a boa gestão dos recursos públicos	Divulgar proativamente à sociedade, ao governo e ao mercado regulado os resultados obtidos com a execução de projetos e processos, demonstrando a qualidade da utilização dos recursos disponibilizados à ANP, com foco na maximização do retorno à sociedade.	Índice de Sustentabilidade do Orçamento (ISO)	D
		Índice de Arrecadação de Multas (Imulta)	D
Perspectiva dos Processos Internos			
5. Fomentar a aplicação de melhores práticas pelos agentes regulados	Garantir a implementação dos procedimentos previstos na regulamentação vigente, bem como incentivar e orientar os agentes regulados a adotar as melhores práticas da indústria, de modo a garantir a segurança operacional, a qualidade dos produtos e a preservação do meio ambiente.	Índice de Cobertura da Fiscalização do Abastecimento (ICFA)	D
		Índice de Efetividade em Ações de Fiscalização (Iefet)	I
		Índice de Atualização da Regulamentação (IAR)	D
		Índice de Cobertura da Fiscalização em Instalações de E&P (IE&P)	D
6. Subsidiar proativamente a formulação de políticas públicas	Atuar de forma proativa no fornecimento de subsídios para a formulação de políticas públicas voltadas para as indústrias do	Índice de Encaminhamento de Subsídios para a Formulação de Políticas Públicas (IESFORM)	D



Objetivo Estratégico	Escopo	Indicadores de Desempenho	Disponibilidade (D/I)*
	petróleo, gás natural e biocombustíveis, transformando o conhecimento técnico da ANP em benefícios para a sociedade.	Índice de Servidores envolvidos na elaboração de documentos destinados a subsidiar a formulação de políticas públicas (ISEPP)	D
7. Estar na vanguarda do conhecimento sobre as atividades das indústrias reguladas	Promover o desenvolvimento com excelência do conhecimento técnico e regulatório de seus servidores, para que estes possam identificar e incorporar à regulamentação produzida pela ANP os avanços tecnológicos e as futuras melhores práticas das indústrias do petróleo, gás natural e biocombustíveis.	Índice de Servidores com Pós-Graduação (Ipós)	D
		Índice de Participação como Instrutor ou Palestrante em Cursos e Eventos Técnicos (IPET)	D
8. Gerenciar com excelência uma carteira de projetos e processos priorizados em função dos objetivos estratégicos	Aplicar técnicas modernas de gerenciamento de projetos e processos na condução da estratégia e desenvolver a cultura de gestão de projetos e processos na ANP.	Índice de Adesão ao Gerenciamento de Projetos e Processos (IAGEP)	D
		Índice de Mapeamento dos Processos (IMAP)	D
		Índice de Execução da Carteira de Projetos Estratégicos (IEC)	D
Perspectiva de Aprendizado e Crescimento			
9. Garantir a gestão efetiva dos projetos de Tecnologia da Informação	Fortalecer a gestão da Tecnologia da Informação, estabelecendo um modelo transparente de priorização de projetos, alinhado aos objetivos estratégicos da ANP, e integrando seu desenvolvimento com o planejamento operacional das unidades organizacionais.	Índice de Execução de Iniciativas Prioritárias de TI (IETI)	D
		Índice de Alocação do Orçamento de TI nas Iniciativas Prioritárias (ITIPI)	D
10. Dispor de sistemas de informação e comunicação integrados, capazes de subsidiar a tomada de decisão	Implantar um conjunto de sistemas, bancos de dados e instrumentos de comunicação integrados, que permitam a otimização operacional das atividades e que contribuam para o processo de tomada de decisão com informações úteis e confiáveis.	Índice de Centralização da Informação para Tomada de Decisão (ICITD)	D
		Índice de Inserção Digital de Dados pelos Agentes Regulados (IDD)	D
		Índice de Atualização da Infraestruturade TI (IATI)	D
Perspectiva dos Processos Internos			
11. Contar com líderes preparados para atender as demandas estratégicas	Identificar e promover o desenvolvimento de líderes e futuros líderes, por meio da valorização e aprimoramento de suas competências técnicas e de gestão, preparando-os para assumir posições gerenciais e funções-chave na organização segundo uma política de consequências, considerando os resultados alcançados e o compromisso com a instituição.	Índice de Capacitação de Líderes (ICL)	D
		Índice de Desempenho dos Gestores (IDG)	I
12. Dispor das competências necessárias ao cumprimento da estratégia	Mapear as competências necessárias para o alcance dos objetivos estratégicos da instituição e garantir sua disponibilidade, estruturando um modelo de gestão por competências.	Índice de Implementação da Gestão por Competências (IEGEC)	I
		Índice de Cobertura de Competências Estratégicas (ICOB)	I



Objetivo Estratégico	Escopo	Indicadores de Desempenho	Disponibilidade (D/I)*
13. Assegurar a aplicação das melhores técnicas de gestão, promovendo a meritocracia e a produtividade	Implementar um modelo de gestão que favoreça o aumento da produtividade da ANP e que permita avaliar e recompensar os servidores de forma meritocrática, com ênfase em sua contribuição para a produtividade da Agência.	Índice de Efetividade das Ações de Capacitação (IECAP)	I
		Índice de Implementação do Planejamento Estratégico (IPE)	D
14. Ter uma estrutura organizacional que favoreça a transversalidade, a comunicação e a integração entre equipes	Aprimorar a estrutura organizacional de forma a promover a integração de diretores, gestores e servidores a partir da perspectiva da instituição como um todo, valorizando a comunicação e a contribuição multidisciplinar na construção das decisões.	Índice de Realização de Encontros Gerenciais Multidisciplinares (IGER)	D
		Índice de Regulamentações com Consulta Interna Prévia à Consulta Externa (ICONSULT)	I
		Índice de Mapeamento dos Processos Transversais (IMAP)	C
15. Fortalecer a governança da Agência	Alocar em suas posições gerenciais estratégicas, preferencialmente, servidores de carreira e elaborar normas e regulamentos claros e objetivos que favoreçam a atuação isonômica e transparente e o controle social.	Índice de Ocupação de Cargos de Gestão por Servidores Efetivos (ICEFET)	D
		Índice de Análise de Impacto Regulatório (IAIR)	D
		Índice de Previsibilidade Regulatória (IPREV)	D

(*) D: Disponível; I: Ainda indisponível. C:Cancelado

Fonte: Planejamento Estratégico ANP 2014-2018.

Quando da publicação do Planejamento Estratégico da ANP, ocorrida em março de 2015, 18 (ou 46%) dos 39 indicadores de desempenho encontravam-se indisponíveis (não operacionais).

Por ocasião da realização desta Auditoria Anual de Contas, verificamos que dois destes indicadores foram cancelados. Dos 37 indicadores restantes, 9 (ou 24%) se encontravam indisponíveis (não operacionais).

Entre os novos indicadores implementados, constata-se que não foram identificados indicadores específicos de monitoramento dos resultados alcançados na fiscalização da Política de Conteúdo Local (incluindo pedidos de *Waivers*) e nas negociações de Acordos de Individualização da Produção – Unitização.

Na ausência de indicadores relacionados aos temas selecionados, separamos para análise o Índice de Cobertura da Fiscalização em Instalações de E&P (IE&P) e o Índice de Arrecadação de Multas (Imulta), tendo sido verificado que estes indicadores atendiam de forma adequada aos critérios de completude, comparabilidade, utilidade, confiabilidade, acessibilidade e economicidade.

2.5 Avaliação da Gestão de Pessoas

A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas neste item foram propostas as seguintes questões de auditoria: (i) Há processo institucional de gestão para adequar a força de trabalho das áreas da ANP? (ii) A força de trabalho da Coordenadoria de Conteúdo Local (CCL) é adequada?



A análise foi realizada com base nas informações constantes do Relatório de Gestão do Exercício de 2015 da ANP, bem como informações obtidas por meio de Solicitação de Auditoria.

Quanto à adequação da força de trabalho às necessidades das áreas da ANP, foi contratada a Fundação Dom Cabral (FDC) para analisar a força de trabalho ideal para cada unidade da Agência, com base no Planejamento Estratégico finalizado no exercício de 2015. O trabalho tem previsão de início em 2016 e término em 2017, e abrange ainda a implementação da Gestão por Competências, Dimensionamento da Força de Trabalho na ANP e Sistematização da Gestão do Conhecimento.

Em 2015, ocorreram 57 movimentações na ANP, em sua maioria a pedido. Todas foram registradas no Banco de Interesses, ferramenta eletrônica institucional que apoia a tomada de decisão dos Gestores.

De acordo com o informado, em todas as movimentações são analisados o perfil do servidor e a demanda das unidades, por meio de análise curricular e entrevistas presenciais, a fim de aliar os interesses organizacionais ao dos servidores.

Quanto à adequação da força de trabalho da CCL, verificamos que, em 31/12/2015, esta contava com 14 servidores. Desse total, sete ingressaram no último Concurso Público da ANP. Nenhum servidor da CCL foi cedido ou requisitado no exercício.

O quantitativo de servidores disponíveis para fiscalização (Especialistas em Regulação) era de 10 servidores (sendo que uma servidora encontrava-se em licença maternidade). Esses servidores dedicam-se, ainda, a outras atividades relativas à área, como credenciamento e auditoria de Certificadoras, além do aprimoramento e desenvolvimento de regulamentações.

Os responsáveis pela área informaram que têm conseguido atingir as metas estabelecidas, inclusive fazendo revisões de diferentes resoluções que orientam suas atividades, e promovendo eventos como workshops para discutir temas de relevância com os agentes regulados e outros interessados. A partir dessa informação, concluímos que a força de trabalho da CCL é adequada.

2.6 Avaliação dos Controles Internos Administrativos

Neste item, propõe-se responder à seguinte questão de auditoria: os controles internos administrativos relacionados aos procedimentos de cálculo, distribuição e pagamento de participações governamentais são adequados?

A forma como a ANP realiza o controle do cálculo, do pagamento e da distribuição das participações governamentais devidas em função da produção de petróleo e gás natural foi avaliada pelo TCU em 2013. O resultado da análise constou do Acórdão 3.253/2013-P.

Segundo o Tribunal:

“3.1.1 A eficácia, a eficiência e a efetividade dos processos de fiscalização (inspeção) dos sistemas de medição empreendidos pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP) são comprometidas devido à demora nas instruções processuais. [...]”



3.1.2 Os atos de autorização para a utilização dos sistemas de medição praticados no âmbito do NFP carecem de formalização adequada para atender devidamente aos requisitos de forma dos atos administrativos. [...]

3.2.1 Em que pese o controle do cálculo, do pagamento e da distribuição das participações governamentais decorrentes da exploração e da produção de petróleo e gás natural, pela ANP, possuir os pressupostos necessários para garantir, razoavelmente, a fidedignidade, a integridade e a tempestividade dos valores correspondentes, alguns de seus procedimentos de fiscalização podem ser aprimorados a fim de conferir maior efetividade as suas ações. [...]

3.3.1 Os dados e informações relativos à distribuição para os municípios beneficiários dos royalties devidos em função da produção de petróleo e gás natural são disponibilizados aos cidadãos de forma transparente e acessível, necessitando apenas de aperfeiçoamentos marginais de modo a facilitar sua utilização pelos diferentes tipos de usuários.”

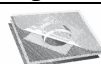
O Acórdão 3.253/2013-P gerou duas determinações e oito recomendações endereçadas à Agência. Considerando que tal acórdão versa sobre a análise proposta para este item, optamos por avaliar as providências adotadas pela ANP em relação às determinações/recomendações nele exaradas, o que foi realizado no item a seguir.

2.7 Avaliação do Cumprimento das Determinações/Recomendações do TCU

De acordo com a ata da reunião ocorrida entre o TCU (SeinfraPetróleo) e a CGU em que se definiu o escopo desta auditoria de gestão, também coube a esta Equipe verificar o atendimento das deliberações constantes dos Acórdãos n.º 657/2013, 3.253/2013 e 615/2015, todos do plenário daquela corte.

Quadro 02: Acordãos do TCU examinados

Acórdão	Recomendação/Determinação	Atendimento
657/ 2013-P	9.1.1. adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o Sistema de Fiscalização da Produção, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos boletins mensais de produção, contribuindo para a garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos concessionários;	Não
	9.1.2. formalize, em normativo, manual ou outro documento, o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para a elaboração e execução de planos periódicos de fiscalização pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), de modo a aprimorar o processo de planejamento das atividades e garantir expectativa de controle a todos os operadores;	Sim
	9.1.3. formalize, em normativo, manual ou outro documento, a regulamentação detalhada das ocorrências e dos critérios que ensejam a realização de fiscalizações in loco pelo NFP, de modo a uniformizar sua aplicação pelos fiscais da unidade;	Sim
	9.1.4. estabeleça em normativo requisitos e prazos para o atendimento de solicitações dos operadores para a realização	Sim



	de inspeção prévia dos sistemas de medição, conforme as características específicas de cada instalação a ser vistoriada, com a finalidade de conferir maior previsibilidade ao atendimento de solicitações dos operadores e evitar eventual retardamento indevido, por parte da ANP, do início da produção regular, da produção antecipada e da realização de testes de longa duração (item 3.4).	
3.253/ 2013-P	9.1.1. no prazo de 180 dias, encaminhe ao TCU plano de ação contendo a metodologia e as metas para saneamento das impropriedades encontradas na instrução processual do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção, tais como: 9.1.1.1. inspeções sem relatório; 9.1.1.2. relatórios de inspeção elaborados mais de um ano após a execução da fiscalização; 9.1.1.3. processos com não conformidades graves sem movimentação há mais de um ano; 9.1.1.4. processos abertos aguardando encerramento; e 9.1.1.5. respostas de concessionários sem análise por mais de um ano.	Sim
	9.1.2. no prazo de 180 dias, estabeleça forma adequada para a prática dos atos de autorização de utilização de sistemas de medição da produção de petróleo e gás natural para fins fiscais e de apropriação, inclusive para Teste de Longa Duração, bem como que sejam convalidados os atos já praticados por intermédio de ofícios, em atenção aos requisitos mínimos exigidos no § 1º do art. 22 da Lei 9.784/1999.	Sim
	9.2.1. estabeleça outros procedimentos, além daqueles estabelecidos no Manual de Atividades - cálculo, distribuição e auditoria da participação especial, para a auditoria das deduções da participação especial que possibilitem conhecer a estrutura contábil e de custos dos concessionários e confirmar as informações por eles declaradas;	Não
	9.2.2. estabeleça critérios de análise dos demonstrativos de apuração da participação especial que considerem um intervalo temporal superior a dois períodos-base consecutivos;	Sim
	9.2.3. defina um procedimento específico de análise para a apuração da participação especial correspondente ao primeiro trimestre de contribuição;	Sim
	9.2.4. tome as providências necessárias ao estabelecimento de critérios objetivos para a qualificação das instalações de embarque e desembarque, para fins de enquadramento de municípios como beneficiários, em atendimento à Lei 9.478/1997 e à Lei 12.734/2012;	Não
	9.2.5. formalize, em normativo ou outro documento, o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para o planejamento e a execução dessas ações, definindo critérios de seleção e periodicidade de realização; e	Sim
	9.2.6. sejam adotadas as providências necessárias ao desenvolvimento e à implementação definitiva de um sistema informatizado dotado de funcionalidades que permitam o registro e o tratamento automático de dados e informações necessárias ao controle do cálculo, do pagamento e da distribuição de royalties e participações especiais.	Não



	9.4.1. aperfeiçoe o Manual de Procedimentos de royalties no sentido de apresentar, com base nas planilhas disponíveis no sítio eletrônico da Agência, passo a passo de como calcular as parcelas correspondentes aos royalties devidos aos municípios beneficiados; e	Sim
	9.4.2. seja dada ênfase, no sítio eletrônico da Agência, à planilha que apresente os valores distribuídos a cada município beneficiado.	Sim
615/ 2015-P	9.1.1. verifique a possibilidade de incluir avaliação de riscos com base nos dados de fiscalização para a programação da coleta no âmbito do Programa de Monitoramento da Qualidade de Combustíveis;	Não
	9.1.2. priorize o planejamento anual das ações de fiscalização do abastecimento de modo a se adotar análise de riscos para a seleção das inspeções in loco, bem como identifique objetivos e metas específicos e regionalizados para a atuação da fiscalização, a serem empregados tanto no escritório central, quanto nos regionais, cujos resultados possam ser mensurados e assim avaliados ao término do exercício;	Não
	9.1.3. intensifique ações de fiscalização de postos revendedores aos finais de semana, principalmente em áreas sensíveis às práticas de adulterações de combustíveis;	Não

Da seção de Achados, localizada ao fim deste relatório, constam as justificativas para a avaliação a respeito do atendimento dos acórdãos mencionados no quadro supra.

2.8 Avaliação do Cumprimento das Recomendações da CGU

O órgão de controle interno optou por incluir a avaliação do cumprimento das recomendações emitidas por ele considerando as seguintes questões de auditoria: i) A UI mantém uma rotina de acompanhamento e atendimento das recomendações da CGU? ii) Existem recomendações pendentes de atendimento e que impactam a gestão da unidade?

A metodologia consistiu no levantamento das recomendações existentes que estão cadastradas no Sistema de Acompanhamento de Recomendações – Monitor Web e na análise de informações obtidas por Solicitação de Auditoria para fins de comprovação das providências adotadas pela Unidade.

O Sistema Monitor Web (Sistema de Acompanhamento de Recomendações da CGU) registrava em 01/01/2016, 120 recomendações cadastradas, sendo 88 atendidas, seis canceladas e 26 em monitoramento. Analisando as providências tomadas pela ANP no exercício, em relação às recomendações que se encontravam em monitoramento, verificamos o atendimento de nove delas, enquanto três foram canceladas e uma teve seu monitoramento finalizado. Das 13 restantes, apenas uma foi reiterada, enquanto recomendações pendentes de atendimento ainda estão dentro do prazo para atendimento estabelecido entre o Gestor e este Órgão de Controle, demonstrando que há um acompanhamento adequado das recomendações da CGU, no âmbito da Agência.

Não detectamos recomendação pendente de atendimento que impactasse a gestão da unidade.



Quanto aos controles internos implementados pela Agência para monitoramento das ações adotadas para a implementação das recomendações da CGU, verificamos que é a Auditoria Interna da ANP responsável por acompanhar o atendimento das recomendações expedidas pela Controladoria e que os controles implementados são suficientes para mitigar os riscos inerentes ao processo.

2.9 Avaliação do CGU/PAD

O órgão de controle interno optou por incluir a avaliação CGU-PAD considerando a seguinte questão de auditoria: (i) A Unidade está registrando as informações referentes aos procedimentos disciplinares instaurados no sistema CGU-PAD?

A análise foi realizada com base nas informações obtidas por solicitação de auditoria e por meio de consulta ao sistema CGU-PAD.

No exercício de 2015, foram instaurados quatro processos administrativos disciplinares (PADs) e oito sindicâncias, totalizando 12 (doze) procedimentos disciplinares. Todos os procedimentos foram devidamente cadastrados no Sistema CGU-PAD, demonstrando a sua devida utilização.

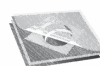
2. 10 Ocorrências com dano ou prejuízo

Entre as análises realizadas pela equipe, não foi constatada ocorrência de dano ao erário.

3. Conclusão

Eventuais questões formais que não tenham causado prejuízo ao erário, quando identificadas, foram devidamente tratadas por Nota de Auditoria e as providências corretivas a serem adotadas, quando for o caso, serão incluídas no Plano de Providências Permanente ajustado com a UJ e monitorado pelo Controle Interno. Tendo sido abordados os pontos requeridos pela legislação aplicável, submetemos o presente relatório à consideração superior, de modo a possibilitar a emissão do competente Certificado de Auditoria.

Rio de Janeiro/RJ.



1 GESTÃO OPERACIONAL

1.1 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

1.1.1 EFETIVIDADE DOS RESULTADOS OPERACIONAIS

1.1.1.1 INFORMAÇÃO

Unitização

Fato

A fim de analisar a tramitação e as decisões da ANP no que concerne ao processo de individualização da produção de jazidas compartilhadas, o AIP de Tartaruga Verde foi selecionado para análise.

O processo do acordo de individualização da produção da jazida compartilhada entre o campo de Tartaruga Verde e a área não contratada foi aberto pela ANP em **2014**, com base em notificação de 22/09/2010⁸ encaminhada pela Petrobras por ocasião da possibilidade de extensão de descoberta no bloco C-M-401 para área não licitada.

A notificação veio cumprir cláusula do contrato de concessão celebrado entre a ANP e a Petrobras referente ao bloco em questão, conforme segue:

12.8 Caso a área adjacente não esteja sob concessão e a ANP, a seu exclusivo critério, entender que foi realizada uma Avaliação da(s) Jazida(s) em questão, de modo a permitir que seja tomada uma decisão sobre unificação de operações, a ANP deverá negociar o Acordo [*para Unificação de Operações*] com a finalidade exclusiva de definir e constituir as bases contratuais do Acordo para Unificação de Operações.

O acordo para unificação de operações previsto no item 12.8 do contrato de concessão não foi negociado após a notificação de 2010 da Petrobras pois, segundo a Agência, essa notificação foi feita durante as discussões travadas sobre a alteração do marco legal da indústria petrolífera nacional, que culminaram na Lei n.º 12.351/2010, cujo art. 34 determinou que a ANP regulamentasse o processo de AIP. Outros motivos foram apresentados pela Agência para o fato de o AIP de Tartaruga Verde ter sido celebrado somente em 2015, e serão tratados neste item.

A figura a seguir demonstra a localização dos reservatórios de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde:

⁸ Carta UN-BC 0840/2010, de 22/09/2010, da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos.

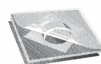
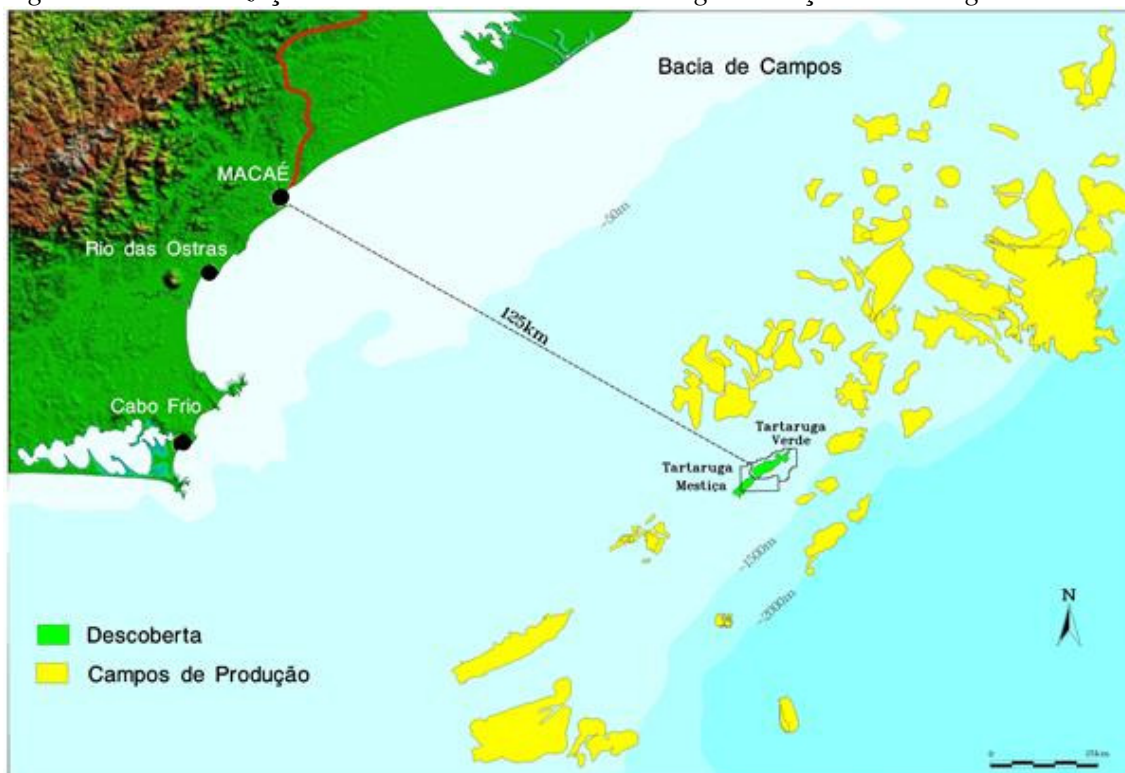


Figura 01 – Localização dos reservatórios de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde



Fonte: Blog Fatos e Dados (<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/assinamos-acordo-com-a-ppsa-para-individualizacao-da-producao-da-jazida-de-tartaruga-mestica.htm>).

Ambos os reservatórios estão contidos no bloco C-M-401, concedido à Petrobras na 7ª rodada de licitações de áreas de petróleo e gás natural, promovida em 2005 pela ANP. A declaração de comercialidade dos campos foi feita em 28/12/2012⁹.

Como se vê, parte do reservatório estende-se para além do *ring-fence*, sendo que tal extensão localiza-se em área não contratada (AnC).

Antes de iniciarmos a análise da tramitação do AIP sob exame, é preciso esclarecer um ponto. Na figura supra, observa-se a existência de uma linha divisória entre os dois reservatórios: para a Petrobras, responsável pela elaboração da figura, Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde seriam campos distintos, motivo pelo qual a cada um deles foi associado um *ring-fence*.

Todavia, em 14/11/2014, em sua 779ª Reunião de Diretoria, a ANP determinou a alteração do *ring-fence* proposto para o campo de Tartaruga Verde, de forma que a ele fosse incorporada a área requerida para o campo de Tartaruga Mestiça, o qual deixou de existir. Desse modo, as áreas foram agrupadas em um único campo denominado Tartaruga Verde, nome herdado de uma das áreas originais.

Ainda, uma pequena digressão histórica se faz necessária. A individualização da produção foi originalmente prevista no art. 27 da Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97), e todos os contratos de concessão celebrados desde então contiveram algum tratamento para essa situação.

⁹ Conforme pode ser visto em <http://www.anp.gov.br/?id=790> (acesso em 19/04/2016).



No entanto, apenas recentemente tem-se visto a celebração de AIPs. De acordo com Braga (2014)¹⁰:

“A experiência brasileira com os processos de individualização da produção é bem recente, tendo sido aprovados pela ANP apenas quatro AIPs [...]. Isso se explica pelo fato de a individualização da produção ter sido regulada apenas em 1997, com a Lei do Petróleo [...] (antes disso não haveria razão para se regular esse procedimento visto que a exploração e produção de petróleo eram realizadas unicamente pela Petrobras, no exercício do monopólio da União). Ademais, os primeiros contratos celebrados com outras empresas petrolíferas, na Primeira Rodada, em 1999; na Segunda Rodada, em 2000; na Terceira Rodada, em 2001 definiam a duração do período exploratório em até nove anos. Sendo assim, é natural que as descobertas de jazidas compartilhadas por empresas petrolíferas distintas, que fomenta a celebração de tais acordos, sejam recentes [...].”¹¹

Em 02/05/2013, a ANP promoveu a Audiência Pública 05/2013, visando obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que regulamenta os procedimentos e diretrizes da individualização da produção de petróleo e gás natural.

Um dos documentos que nortearam a consulta pública foi a Nota Técnica nº 116/2012/SDP. Segundo essa nota, a regulamentação da individualização da produção vinha sendo tratada no âmbito da Agência desde 2008, ano em que a SDP propôs¹² a constituição de grupo de trabalho para tratar do assunto.

Ainda em 2008 o grupo de trabalho constituído pela ANP apresentou uma minuta de resolução sobre o tema baseada no único regime então vigente, o de concessão, instituído pela Lei do Petróleo de 1997.

Com a revisão do marco legal da indústria do petróleo determinada pelo CNPE em 2007¹³ em virtude do início da exploração do pré-sal, a análise da minuta foi interrompida, segundo a nota técnica da SDP.

Em 2010, tem-se a promulgação da Lei n.º 12.351/2010, que acrescentou ao ordenamento jurídico o regime de partilha da produção, a ser adotado para as atividades de exploração e produção em áreas do pré-sal que não se encontravam sob o modelo de concessão e em áreas estratégicas.

A Lei n.º 12.351/2010 também inovou no regramento da individualização da produção, revogando o art. 27 da Lei do Petróleo e detalhando o processo em seus arts. 33 a 41. Além disso, atribuiu à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) a representação da União na celebração de AIPs nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas.

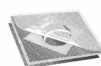
Uma audiência pública foi agendada pela Diretoria Colegiada da ANP em 2011 para cuidar da *“adoção do critério de apropriação da produção, levando em conta a*

¹⁰ Braga, Luciana Palmeira. Pré-sal – Individualização da Produção e Contratos Internacionais de Petróleo. São Paulo: Saraiva, 2014

¹¹ Os AIPs aprovados mencionados no texto são os seguintes (ref.: 2012): 1) Lorena x Pardal (notificado à ANP em 2002 e concluído em 2009); 2) Albacora x Albacora Leste (2006-2007); 3) Mangangá x Nautilus (2006-2008); e 4) Camarupim x Camarupim Norte (2006-2009). Nenhum desses acordos envolveu área não licitada.

¹² Proposta de Ação nº 268/2008, deferida na Reunião de Diretoria nº 469, de 25/03/2008, por meio da RD 211/2008.

¹³ Resolução CNPE nº 6/2007, de 08/11/2007.



proporção do volume de óleo in-place (VOIP) do reservatório que ultrapasse o limite da concessão”¹⁴.

Prossegue a Nota Técnica nº 116/2012/SDP:

“Diante desses fatos, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção coordenou a elaboração de uma nova minuta de resolução, em cumprimento à determinação do artigo 34 da Lei nº 12.351/2010, para estabelecer os procedimentos de individualização da produção para quando a jazida se estender para além do bloco ou campo concedido, contratado ou cedido onerosamente, nas hipóteses que envolverem partes distintas, incluindo a União, ou quando a jazida se estender por áreas outorgadas a uma mesma empresa ou consórcio.”

O histórico culmina na edição da Resolução ANP nº 25/2013, de 08/07/2013, que regulamenta o processo de individualização da produção, conforme visto.

Vale ressaltar também que a PPSA, cuja criação fora autorizada pela Lei n.º 12.304/2010, foi criada somente em 02/08/2013, após a publicação oficial do Decreto n.º 8.063/2013.

Conforme se depreende da próxima figura, a extensão do reservatório Tartaruga Mestiça encontra-se no Polígono do Pré-Sal¹⁵, o que, de acordo com o marco legal aplicável, atrai a competência da PPSA para representar a União em seus direitos e deveres decorrentes da constatação de extravasamento:

¹⁴ RD 227/2011, de 24/03/2011.

¹⁵ Embora localizado no Polígono do Pré-Sal, o reservatório de Tartaruga Mestiça está localizado na região do pós-sal, de acordo com <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/assinamos-acordo-com-a-pps-a-para-individualizacao-da-producao-da-jazida-de-tartaruga-mestica.htm>.



Informações suprimidas por solicitação da Unidade Examinada em função de sigilo,
na forma da Lei.

Fonte: Adaptado da apresentação “Pré sal, desenvolvimento e soberania” (www.anp.gov.br/?dw=57407) feita pela ANP em 08/08/2011 feita pela ANP (acesso em 19/04/2016). O detalhe do bloco C-M-401 foi obtido do Relatório de Auditoria CGU nº 201317533.

Obs.: TVD - Tartaruga Verde; TMT - Tartaruga Mestiça.

Retomando a análise do processo administrativo iniciado pela ANP em 2014 com base na notificação pela Petrobras em 2010, referente AIP de Tartaruga Verde, observa-se que em setembro de 2014 a Agência oficiou a PPSA para que esta celebrasse quatro AIPs com a Petrobras, entre os quais se encontrava o de Tartaruga Verde.

Por meio da Carta PPSA-DTF nº 146/2014, de 24/10/2014, a PPSA informou que ela e a Petrobras “*lograram êxito na negociação tendo chegado a um acordo final. A data prevista para assinatura do AIP é 31 de outubro de 2014 e esperamos enviar ainda na mesma semana o documento final para aprovação por esta ANP*”. Para os demais campos, a Pré-Sal Petróleo S.A. solicitou extensão de prazo para a celebração dos AIPs.

Em 31/10/2014, o AIP de Tartaruga Verde foi assinado, e em 03/11/2014 o documento foi encaminhado à ANP.

No âmbito de suas competências, o AIP foi aprovado pela SDP em 19/02/2015 e pela SPG em 19/08/2015. A Procuradoria Federal junto à ANP também aprovou o acordo em 14/09/2015, e em 21/09/2015 o assunto foi encaminhado pelo diretor da Diretoria 2 (DIR-2) à pauta da próxima reunião de diretoria que iria ocorrer em 02/10/2015 (819ª reunião).

Ocorre que, na véspera da referida reunião, o responsável pela Diretoria de Gestão de Contratos da PPSA encaminhou *e-mail* ao DIR-2 da ANP chamando a atenção para a inexistência de normas relativas à comercialização dos volumes de petróleo e gás natural produzidos que couberem à União, que foram previstas no art. 9º c/c art. 45 da Lei 12.351/2010 e estão a cargo do CNPE.



A preocupação com a inexistência de uma política de comercialização para a parcela da produção que cabe à União também foi manifestada pela Petrobras que, em e-mail encaminhado à ANP na manhã do dia 02/10/2015, solicitou que a Agência avaliasse a possibilidade de retirada do tema da pauta da 819ª reunião. Segundo a concessionária:

“[...] causou-nos preocupação o agendamento desse assunto para a próxima reunião da Diretoria, uma vez que ainda estão pendentes vários pontos importantes para a implantação efetiva do AIP, dentre eles, a questão da inexistência de uma política de comercialização para a parcela da produção que cabe à União. A inexistência dessa política de comercialização, considerando que está previsto (e autorizado pela ANP) um SPA¹⁶ para a área, pode inviabilizar a retirada da parcela da União. Em caso extremo, poderia até implicar na parada de produção por esgotamento da capacidade de tancagem.”

Não obstante, o AIP foi aprovado pela diretoria colegiada da Agência em 02/10/2015, na 819ª Reunião de Diretoria (RD 770/2015).

Em 17/11/2015 a PPSA enviou à ANP a Carta PPSA-DGC nº 239/2015. A fim de melhor compreender o assunto, é interessante transcrever alguns trechos desse documento:

“17. Impossibilitada a União de comercializar seu próprio Petróleo e Gás Natural, não restaria às partes unitizantes alternativa outra que não a apropriação, pelo Operador Petrobras, de 100% da Produção da Jazida Compartilhada, situação em que o percentual de 30,65% da Produção cabível à União, representada pela PPSA, teria a natureza jurídica de mútuo (empréstimo de bem fungível) em que a PPSA seria o mutuante e a Petrobras o mutuário, sendo os hidrocarbonetos da União o bem fungível objeto da operação.

18. Nos contratos de mútuo, como o mutuário não é obrigado a devolver a própria coisa emprestada, mas sim coisa equivalente, há transferência de propriedade quando ocorrida a tradição da coisa. Ou seja, a propriedade passa do mutuante para o mutuário.

19. No caso concreto em análise, a Petrobras, na condição de mutuário do Petróleo e Gás Natural da União, adquire a propriedade (aquisição derivada) do Petróleo e Gás Natural da União. Há, portanto, circulação jurídica de mercadoria, sujeita dessarte, à incidência de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS).

20. Assim sendo, a partir da data de efetivação do AIP do Campo de Tartaruga Verde com a Área não Contratada adjacente e enquanto não emanada a política de comercialização a que se referem os incisos VI e VII do art. 9º da Lei nº 12.351/2010, todo o Petróleo e Gás Natural da União ficará sujeito a uma tributação que não incidiria caso houvesse curso do procedimento natural, qual seja, a comercialização do Petróleo e Gás Natural da União.

21. Em outro dizer, a efetivação do AIP sem a política de comercialização dos hidrocarbonetos da União implica a introdução de uma ineficiência fiscal no trato do Petróleo e Gás Natural da União que inexistiria caso a comercialização desses hidrocarbonetos seguisse seu curso normal.” (grifo no original)

¹⁶ Sistema de produção antecipada.



Conclui o documento propondo que a efetividade do acordo somente se desse após a publicação pelo CNPE da regulamentação do assunto¹⁷.

Desse modo, em sua 829ª Reunião de Diretoria, a ANP exarou a RD 1088/2015, dando provimento ao pedido de reconsideração apresentado pela PPSA, mantendo a aprovação do AIP de Tartaruga Verde, porém determinando “*que a data efetiva do AIP seja fixada em até 180 dias após a publicação de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que discipline a política de comercialização de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União*”.

1.1.2 RESULTADOS DA MISSÃO INSTITUCIONAL

1.1.2.1 INFORMAÇÃO

Exame dos indicadores de monitoramento dos resultados implantados na ANP.

Fato

A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas, esta Unidade Técnica de Controle objetivou verificar a adequabilidade dos indicadores de monitoramento alcançados nas áreas finalísticas da Autarquia, especialmente aqueles relacionados à fiscalização da Política de Conteúdo Local (incluindo pedidos de *Waivers*) e negociações de Acordos de Individualização da Produção – Unitização.

Entre os novos indicadores implementados, não foram identificados indicadores específicos de monitoramento dos resultados alcançados na fiscalização da Política de Conteúdo Local (incluindo pedidos de *Waivers*) e nas negociações de Acordos de Individualização da Produção – Unitização.

Solicitamos então que a Unidade informasse como é realizado o acompanhamento e a medição dos resultados alcançados nas atividades citadas.

Em relação aos Acordos de Individualização da Produção – Unitização, a Unidade informou não ter estabelecido meta de aprovação por se tratar de processo que sofre significativa influência externa, já que os acordos em sua maioria envolvem empresas distintas, ou a PPSA, quando em área não contratada. A ANP segue o devido rito processual, conforme estipulado na legislação aplicável.

Sobre a fiscalização da Política de Conteúdo Local, a coordenadoria responsável faz o acompanhamento dos pedidos de isenção por meio de planilha interna que consolida informações como operador responsável pelo pedido, item/subitem para os quais é solicitada isenção, data das solicitações/tempestividade, andamento do processo, etc. No entanto não existe nenhum indicador relacionado aos pedidos de isenção.

Diante do exposto, orientamos a Coordenadoria de Conteúdo Local – CCL a avaliar a pertinência da elaboração de indicador destinado a realizar o acompanhamento dos pedidos de isenção.

¹⁷ Nesse sentido, a Portaria MME nº 453, de 24/09/2015: “Art. 1º Instituir Grupo de Trabalho com a finalidade de propor ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE diretrizes gerais relativas à comercialização dos volumes de petróleo e gás natural produzidos que couberem à União”.



Na ausência de indicadores relacionados aos temas selecionados, separamos para análise o Índice de Cobertura da Fiscalização em Instalações de E&P (IE&P) e o Índice de Arrecadação de Multas (Imulta).

- **Compleitude:** capacidade de representar, com a maior proximidade possível, a situação que a UJ pretende medir;
- **Utilidade:** capacidade para retroalimentar o processo de tomada de decisão gerencial, e de refletir os resultados das intervenções efetuadas na gestão;
- **Comparabilidade:** capacidade de proporcionar medição da situação pretendida ao longo do tempo, por intermédio de séries históricas;
- **Confiabilidade:** confiabilidade das fontes dos dados utilizados para o cálculo do indicador, avaliando, principalmente, se a metodologia escolhida para a coleta, processamento e divulgação é transparente e reaplicável por outros agentes, internos ou externos à unidade;
- **Acessibilidade:** facilidade de obtenção dos dados, elaboração do indicador e de compreensão dos resultados pelo público em geral; e
- **Economicidade:** razoabilidade dos custos de obtenção do indicador em relação aos benefícios para a melhoria da gestão da unidade.

Quadro 03: Indicadores de Estratégia Analisados

Indicador	Descrição	Objetivo	Fórmula
Índice de Cobertura da Fiscalização em Instalações de E&P (IE&P)	Mensura o percentual de instalações marítimas e terrestres de produção, perfuração e dutos, que foram objeto de fiscalização por parte da ANP, sobre o total das existentes.	Monitorar a cobertura de fiscalização da ANP, como forma de influenciar a percepção de risco pelo agente regulado.	ICFI = (NIF / NTI) x100 Onde, ICFI = índice de Cobertura da Fiscalização em Instalações; NIF = Número de instalações que foram fiscalizadas no período de análise; NTI = Número Total de instalações.
Índice de Arrecadação de Multas (Imulta)	Mede a arrecadação efetivada, em comparação com o montante financeiro das multas aplicadas.	Monitorar a inadimplência no pagamento das multas aplicadas pela ANP, em apoio ao combate ao não pagamento.	IAM = (MFA / VME) x100 Onde: IAM = índice de Arrecadação de Multas; MFA = Montante Financeiro Arrecadado, no exercício financeiro; VME= Valor exigível das multas aplicadas, no exercício financeiro.

Fonte: Planejamento Estratégico ANP 2014-2018 e Relatório de Gestão ANP do exercício 2015.

Por meio das informações prestadas no Relatório de Gestão do exercício de 2015, segue a avaliação dos indicadores:

Quadro 04: Avaliação dos Indicadores de Desempenho

Indicador	Índice de Cobertura da Fiscalização em Instalações de E&P (IE&P)	Índice de Arrecadação de Multas (Imulta)
Compleitude	Sim	Sim
Utilidade	Sim	Sim



Comparabilidade	Sim	Sim
Confiabilidade	Sim	Sim
Acessibilidade	Sim	Sim
Economicidade	Sim	Sim

Fonte: Relatório de Gestão ANP do exercício 2015.

Tratando de cada característica avaliada, tem-se:

Compleitude: os indicadores analisados propiciam a medição do alcance dos objetivos estratégicos. A medição do alcance é realizada verificando a relação entre os resultados obtidos e as metas estabelecidas para cada um dos anos que abrangem o Plano Estratégico da Unidade (2014/2018). A linha de base apurada para os indicadores representa a situação na qual a organização se encontra antes do início da execução do plano e foi utilizada como um dos parâmetros para o estabelecimento das metas a serem alcançadas.

Comparabilidade: a comparabilidade dos indicadores considera o primeiro exercício de medição como a base referencial para a definição das metas dos exercícios subsequentes.

Utilidade: as fórmulas utilizadas nas medições fornecidas pelos indicadores possuem a capacidade de alimentar o processo de tomada de decisões pelos gestores da Unidade.

Confiabilidade: os indicadores analisados utilizam dados de fontes confiáveis, internas à agência ou oriundas de sistema oficial. A metodologia de coleta, processamento e divulgação é transparente e reaplicável por outros agentes, internos ou externos à unidade.

Acessibilidade: a elaboração do indicador e seus resultados são de fácil compreensão pelo público em geral. Os dados utilizados são de fácil obtenção.

Economicidade: os indicadores analisados se utilizam de dados provenientes de sistema oficial e produzidos por unidades internas da própria agência, não apresentando custos adicionais para sua obtenção.

Por fim, concluímos que os indicadores analisados atendem aos critérios relacionados acima.

2 CONTROLES DA GESTÃO

2.1 CONTROLES EXTERNOS

2.1.1 ATUAÇÃO DO TCU/SECEX NO EXERCÍCIO

2.1.1.1 INFORMAÇÃO

Atuação do TCU

Fato

De acordo com a ata da reunião ocorrida entre o TCU (SeinfraPetróleo) e a CGU em que se definiu o escopo desta auditoria de gestão, também coube a esta Equipe verificar o atendimento das deliberações constantes dos Acórdãos n.º 657/2013, 3.253/2013 e 615/2015, todos do plenário daquela corte.

A seguir, a análise das providências adotadas em relação às determinações/recomendações desses acórdãos:



Determinações/recomendações:

“9.1.1. adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o Sistema de Fiscalização da Produção, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos boletins mensais de produção, contribuindo para a garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos concessionários;

9.1.2. formalize, em normativo, manual ou outro documento, o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para a elaboração e execução de planos periódicos de fiscalização pelo Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção (NFP), de modo a aprimorar o processo de planejamento das atividades e garantir expectativa de controle a todos os operadores;

9.1.3. formalize, em normativo, manual ou outro documento, a regulamentação detalhada das ocorrências e dos critérios que ensejam a realização de fiscalizações in loco pelo NFP, de modo a uniformizar sua aplicação pelos fiscais da unidade;

9.1.4. estabeleça em normativo requisitos e prazos para o atendimento de solicitações dos operadores para a realização de inspeção prévia dos sistemas de medição, conforme as características específicas de cada instalação a ser vistoriada, com a finalidade de conferir maior previsibilidade ao atendimento de solicitações dos operadores e evitar eventual retardamento indevido, por parte da ANP, do início da produção regular, da produção antecipada e da realização de testes de longa duração (item 3.4).”

Até o momento, a ANP produziu a Nota Técnica nº 001/2014/NFP, que apresenta diretrizes gerais e critérios para a elaboração do plano anual de fiscalização dos sistemas de medição da produção de petróleo e gás natural. Desse modo, considerada apenas em seu aspecto formal a providência adotada, ou seja, tendo esta Equipe observado tão somente a edição do documento, e não examinado o seu conteúdo, cuja análise cabe ao Tribunal de Contas da União, responsável pela recomendação, entendemos que os itens 9.1.2 e 9.1.3 do acórdão foram cumpridos.

Após o recebimento do Relatório Preliminar, o Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural (NFP) encaminhou informações a respeito do andamento das providências referentes aos demais itens do acórdão em epígrafe¹⁸.

Tais informações já haviam sido encaminhadas ao Tribunal de Contas da União por meio do Ofício nº 21/2014/AUD, de 10/03/2014.

Segundo o NFP, o Sistema de Fiscalização da Produção (SFP) de que trata o item 9.1.1 encontra-se parcialmente operacional, não tendo sido, portanto, implementado; e o estabelecimento de prazos recomendado no item 9.1.4 foi feito no documento “Carta de Serviços da ANP”.

¹⁸ Documentos anexos a e-mail encaminhado em 30/06/2016 pela Auditoria Interna da ANP a esta equipe.



Determinações/recomendações:

“9.1.1. no prazo de 180 dias, encaminhe ao TCU plano de ação contendo a metodologia e as metas para saneamento das impropriedades encontradas na instrução processual do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção, tais como:

9.1.1.1. inspeções sem relatório;

9.1.1.2. relatórios de inspeção elaborados mais de um ano após a execução da fiscalização;

9.1.1.3. processos com não conformidades graves sem movimentação há mais de um ano;

9.1.1.4. processos abertos aguardando encerramento; e

9.1.1.5. respostas de concessionários sem análise por mais de um ano.

9.1.2. no prazo de 180 dias, estabeleça forma adequada para a prática dos atos de autorização de utilização de sistemas de medição da produção de petróleo e gás natural para fins fiscais e de apropriação, inclusive para Teste de Longa Duração, bem como que sejam convalidados os atos já praticados por intermédio de ofícios, em atenção aos requisitos mínimos exigidos no § 1º do art. 22 da Lei 9.784/1999.

9.2.1. estabeleça outros procedimentos, além daqueles estabelecidos no Manual de Atividades - cálculo, distribuição e auditoria da participação especial, para a auditoria das deduções da participação especial que possibilitem conhecer a estrutura contábil e de custos dos concessionários e confirmar as informações por eles declaradas;

9.2.2. estabeleça critérios de análise dos demonstrativos de apuração da participação especial que considerem um intervalo temporal superior a dois períodos-base consecutivos;

9.2.3. defina um procedimento específico de análise para a apuração da participação especial correspondente ao primeiro trimestre de contribuição;

9.2.4. tome as providências necessárias ao estabelecimento de critérios objetivos para a qualificação das instalações de embarque e desembarque, para fins de enquadramento de municípios como beneficiários, em atendimento à Lei 9.478/1997 e à Lei 12.734/2012;

9.2.5. formalize, em normativo ou outro documento, o estabelecimento de diretrizes e a regulamentação para o planejamento e a execução dessas ações, definindo critérios de seleção e periodicidade de realização; e

9.2.6. sejam adotadas as providências necessárias ao desenvolvimento e à implementação definitiva de um sistema informatizado dotado de funcionalidades que permitam o registro e o tratamento automático de dados e informações necessárias ao controle do cálculo, do pagamento e da distribuição de royalties e participações especiais.

9.4.1. aperfeiçoe o Manual de Procedimentos de royalties no sentido de apresentar, com base nas planilhas disponíveis no sítio eletrônico da Agência, passo a passo de como calcular as parcelas correspondentes aos royalties devidos aos municípios beneficiados; e

9.4.2. seja dada ênfase, no sítio eletrônico da Agência, à planilha que apresente os valores distribuídos a cada município beneficiado.”

Do ponto de vista formal, entendemos que o item 9.1.1 foi atendido, com a edição da Nota Técnica nº 024/2014/NFP, que apresenta o plano de ação contendo a metodologia



e as metas para saneamento das impropriedades encontradas na instrução processual do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção.

De acordo com o Ofício nº 003/2016/AUD, de 29/01/2016:

“O Núcleo informou que foi elaborado um modelo de Despacho para a prática de todos os atos administrativos cuja competência foi delegada ao NFP [...].

O NFP ressaltou que desde janeiro de 2014, todos os atos administrativos praticados pela área técnica [...] são praticados por meio de Despacho NFP, informando ainda que atendem aos requisitos do art. 22, § 1º, da Lei nº 9.784/99, sendo produzidos, portanto, por escrito, em vernáculo, com a data e o local de sua realização e a assinatura da autoridade responsável.”

Portanto, do ponto de vista formal, entendemos que o item 9.1.2 também foi atendido.

Em relação ao item 9.2.1, entendemos que as ações mencionadas na manifestação da SPG não configuram o estabelecimento de procedimentos recomendado.

A fim de cumprir os itens 9.2.2, 9.2.3, 9.2.5, foram realizadas revisões de manuais da ANP. Quanto aos itens 9.4.1 e 9.4.2, o manual *“Passo a passo do cálculo dos royalties”* foi elaborado. Do ponto de vista formal, entendemos que tais itens foram atendidos.

O item 9.2.4 (atendimento à Lei n.º 9.478/1997 e à Lei n.º 12.734/2012) não foi atendido pela ANP, o que foi justificado pela suspensão parcial da Lei n.º 12.734/2012 pelo Supremo Tribunal Federal.

Por fim, a ANP informou que o atendimento do item 9.2.6 (implantação de sistema para o controle das participações governamentais) está em andamento.

▪ Acórdão n.º 615/2015-Plenário

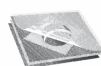
Determinações/recomendações:

“9.1.1. verifique a possibilidade de incluir avaliação de riscos com base nos dados de fiscalização para a programação da coleta no âmbito do Programa de Monitoramento da Qualidade de Combustíveis;

9.1.2. priorize o planejamento anual das ações de fiscalização do abastecimento de modo a se adotar análise de riscos para a seleção das inspeções in loco, bem como identifique objetivos e metas específicos e regionalizados para a atuação da fiscalização, a serem empregados tanto no escritório central, quanto nos regionais, cujos resultados possam ser mensurados e assim avaliados ao término do exercício;

9.1.3. intensifique ações de fiscalização de postos revendedores aos finais de semana, principalmente em áreas sensíveis às práticas de adulterações de combustíveis;”

Em relação ao item 9.1.1 (avaliação de riscos para a programação da coleta no âmbito do Programa de Monitoramento da Qualidade de Combustíveis), de acordo com o Memorando nº 215/2016/SFI, de 24/03/2016, muitos dos contratos associados ao



PMQC não puderam ser renovados e, na avaliação da área, somente com a normalização da situação a avaliação de riscos recomendada poderá ser realizada.

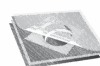
Após o envio do relatório preliminar, a SBQ (Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos) houve por bem encaminhar seu próprio posicionamento a respeito do assunto, informando, diferentemente da Superintendência de Fiscalização do Abastecimento (SFI), ser contrária à adoção da avaliação de riscos no sistema de coletas do Programa de Monitoramento da Qualidade de Combustíveis, que “*deve se manter aleatório, em razão de sua natureza diagnóstica e não fiscalizatória*”¹⁹.

Quanto ao item 9.1.2 (análise de riscos para a seleção das inspeções *in loco*), a SFI iniciou piloto no segmento de combustíveis de aviação.

Por fim, em relação ao item 9.1.3 (intensificação de ações de fiscalização de postos revendedores aos finais de semana), o gestor chamou atenção para a “*época de notória e necessária contenção orçamentário-financeira*” como um obstáculo às ações de fiscalização em fins de semana, tendo em vista o decorrente pagamento de adicional de serviço extraordinário, e apenas mencionou o “*propósito*” de realizar essas ações.

Diante do exposto, o Acórdão 615-2015-P não foi cumprido.

¹⁹ Conforme Memorando n.º 11/2016/SBQ/RJ, de 22/02/2016, anexo a *e-mail* encaminhado em 30/06/2016 pela Auditoria Interna da ANP a esta equipe.



Certificado de Auditoria Anual de Contas



Presidência da República - Controladoria-Geral da União - Secretaria Federal de Controle Interno

Certificado: 201600396

Unidade(s) Auditada(s): ESCRITORIO CENTRAL DA ANP

Ministério Supervisor: MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA

Município (UF): Rio de Janeiro (RJ)

Exercício: 2015

1. Foram examinados os atos de gestão praticados entre 01/01/2015 e 31/12/2015 pelos responsáveis das áreas auditadas, especialmente aqueles listados no artigo 10 da Instrução Normativa TCU nº 63/2010.
2. Os exames foram efetuados por seleção de itens, conforme escopo do trabalho informado no Relatório de Auditoria Anual de Contas, em atendimento à legislação federal aplicável às áreas selecionadas e atividades examinadas, e incluíram os resultados das ações de controle, realizadas ao longo do exercício objeto de exame, sobre a gestão da unidade auditada.
3. Não foram identificadas constatações para as áreas selecionadas e atividades examinadas.
4. Diante do exposto, proponho que o encaminhamento das contas dos integrantes do Rol de Responsáveis seja pela **regularidade**.

Rio de Janeiro (RJ), 27 de julho de 2016.

Parecer de Dirigente do Controle Interno



Ministério da Transparência, Fiscalização e Controle

Secretaria Federal de Controle Interno

Parecer: 201600396

Unidade Auditada: ESCRITÓRIO CENTRAL DA ANP

Ministério Supervisor: Ministério de Minas e Energia - MME

Município (UF): Rio de Janeiro (RJ)

Exercício: 2015

Autoridade Supervisora: Ministro Fernando Coelho Filho

1. Tendo em vista os aspectos observados na prestação de contas anual do exercício de 2015, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, expresso a seguinte opinião acerca dos atos de gestão com base nos principais registros formulados pela equipe de auditoria.

2. Quanto aos avanços mais significativos da gestão avaliada, especialmente quanto aos resultados das políticas públicas executadas por intermédio de suas ações finalísticas no exercício de 2015, cabe citar a conclusão da normatização interna dos processos relacionados aos Planos de Avaliação de Descoberta, Declaração de Comercialidade e Plano de Desenvolvimento.

3. A seguir são listados os principais fatos que, no entendimento do órgão de controle interno, impactaram a gestão da unidade no exercício de 2015 e/ou representaram situações que a expuseram a riscos adicionais:

3.1. Inexistência de indicadores específicos de monitoramento dos resultados alcançados na fiscalização da Política de Conteúdo Local (incluindo pedidos de Waivers) e nas negociações de Acordos de Individualização da Produção – Unitização.

3.2. Potencial extravasamento das jazidas/reservatórios para além dos limites do Campo e falha no fluxo interno de informações relativas à presença de hidrocarbonetos detectados nas atividades exploratórias. (Relatório de Auditoria nº 201317533)

3.3. Necessidade de regulamentação dos institutos da Anexação e Unificação. (Relatório de Auditoria nº 201317533)

4. As principais causas estruturantes identificadas pela equipe de auditoria que expuseram a unidade a riscos adicionais foram:

4.1. Ausência de rotinas que prevejam o monitoramento dos resultados alcançados por áreas finalísticas da ANP.

4.2. Deficiência na comunicação interna entre as áreas da Superintendência de Exploração - SEP, Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP e da Superintendência de Definição de Blocos (SDB), podendo gerar falhas na definição do Bônus Mínimo de Assinatura,

e ausência de regulamentação relativa ao Procedimento de Individualização da Produção, Procedimento de Unitização.

4.3. Falta de Regulamentação dos Procedimentos de Anexação e Unificação.

5. No que se refere ao Plano de Providências Permanente – PPP, não foram detectadas recomendações provenientes do órgão de controle interno pendentes de atendimento que impactassem a gestão da unidade.

6. No que concerne à qualidade e suficiência dos controles internos administrativos da unidade relativos ao cálculo, distribuição e pagamento das participações governamentais, o órgão de controle interno se limitou a verificar o atendimento do Acórdão TCU nº 3.253/2013-P, tendo constatado que restam pendentes de atendimento as determinações contidas nos itens 9.2.1, 9.2.4 e 9.2.6 da referida decisão. Apesar dos apontamentos insculpidos no Relatório de Auditoria nº 201600396, entendemos que os exames realizados pela equipe de auditoria não foram suficientes para formar uma opinião acerca da qualidade e suficiência dos controles internos administrativos da unidade relativos ao processo analisado, especialmente no que se refere às ações mitigadoras implementadas pela ANP após a expedição do Acórdão 3.253/2013-P. Diante disso, saliento que avaliações complementares deverão ser realizadas sobre a matéria no curso do acompanhamento regular da gestão da unidade.

7. Com relação à implementação de práticas administrativas que impactaram positivamente a gestão da Unidade em suas operações, pode-se citar a disponibilização dos dados e informações relativos à distribuição para os municípios beneficiários dos royalties devidos em função da produção de petróleo e gás natural aos cidadãos, de forma transparente e acessível.

8. Assim, em atendimento às determinações contidas no inciso III, art. 9º da Lei nº 8.443/92, combinado com o disposto no art. 151 do Decreto nº 93.872/86 e inciso VI, art. 13 da IN TCU nº 63/2010 e fundamentado no Relatório de Auditoria, acolho a conclusão expressa no Certificado de Auditoria. Desse modo, o Ministro de Estado supervisor deverá ser informado de que as peças sob a responsabilidade da CGU estão inseridas no Sistema e-Contas do TCU, com vistas à obtenção do Pronunciamento Ministerial de que trata o art. 52, da Lei nº 8.443/92, e posterior remessa ao Tribunal de Contas da União por meio do mesmo sistema.

Brasília/DF, 30 de julho de 2016.