

I – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)

DAS DENÚNCIAS

A concepção do COMPERJ remonta ao ano de 2004, quando foi inicialmente planejado como um complexo industrial para a produção, num mesmo sítio, de derivados de petróleo e de produtos petroquímicos de primeira e segunda gerações. Nessa fase de planejamento, denominada FEL1-1, a estimativa da demanda de investimentos era de **6,1 BILHÕES de DÓLARES**.

No ano de 2006, na conclusão da fase denominada FEL-2, de engenharia conceitual do projeto, em que se faz a escolha das alternativas técnicas a adotar, o valor dos investimentos foi revisto para **8,4 BILHÕES DE DÓLARES**, com previsão do início das atividades do complexo no ano de 2012. As conclusões do planejamento apontavam que, embora os estudos de viabilidade do COMPERJ apresentassem rentabilidade positiva, haveria elevada sensibilidade a atrasos e a variações nos investimentos, e que a implantação de parcelas do projeto de forma isolada não apresentaria atratividade econômica.

No ano de 2009, iniciaram-se os processos de fiscalização do Tribunal de Contas da União nas obras do COMPERJ. Desde então, foram autuados diversos processos de auditoria, com a constatação de vários indícios de irregularidades, tais como sobre preço ou superfaturamento, adoção de regime contratual inadequado ou antieconômico, contratações diretas irregulares, celebração de aditivos com significativas alterações nos contratos por falhas no projeto e falhas de planejamento, dentre outros.

¹ FEL: *Front-End Loading*, coleção de métodos, técnicas e ferramentas para análise de viabilidade técnica de projetos, empregando bancos de dados detalhados, que mostra o que e como deve ser feito em cada etapa do projeto, bem como quais os recursos necessários em cada uma dessas fases.

Também surgiram na imprensa diversas notícias sobre irregularidades nas obras do COMPERJ, especialmente após a deflagração da OPERAÇÃO LAVA JATO da Polícia Federal, envolvendo, na PETROBRAS, os mesmos diretores e o gerente executivo da área de Serviços e Engenharia, vários empregados do segundo e terceiro escalões, além de denúncias de formação de cartel, combinação de preços e fraude de concorrência, praticadas pelas empresas ODEBRECHT, QUEIROZ GALVÃO, ANDRADE GUTIERREZ, ENGEVIX, SKANSKA, PROMON, JARAGUÁ, ALUSA e TECHINT, dentre outras, bem como por seus executivos e representantes, e por operadores responsáveis pela negociação e pagamento de propinas aos empregados da PETROBRAS, mediante a contratação de falsas consultorias e emissão de notas fiscais falsas para justificativa de gastos.

DAS APURAÇÕES DE IRREGULARIDADES

Diante das advertências do TCU, e também para investigar algumas denúncias de irregularidades que já começavam a surgir, desde as primeiras obras de terraplenagem, a PETROBRAS, à semelhança do que foi feito para a RNEST, instaurou comitês de auditoria interna para averiguar a ocorrência de irregularidades; na prática, porém, os resultados para a correção das irregularidades também foram poucos – quando os houve –, como se pode ver nos resumos de achados de alguns desses relatórios de auditoria interna, a seguir transcritos:

Relatório de Auditoria R-3170/2008

- **Contrato 4600273091** – Consórcio Terraplenagem COMPERJ – CTC (ANDRADE GUTIERREZ, NORBERTO ODEBRECHT e QUEIROZ GALVÃO)

Não conformidade no cálculo de encargos do INSS:

- 13 notas fiscais sem retenção de 11% para o INSS;
- 5 notas fiscais com retenção incorreta de valores: 15% sobre o total de serviços (deveria ser discriminada a prestação de serviços, sendo a alíquota de 15% para os serviços de terraplenagem e de 50% para os serviços de macrodrenagem);
- Quantia não retida: R\$ 959.815,81

A PETROBRAS absorveu os encargos relativos a multas e juros, no período de julho/2008 a novembro/2009, no valor total de **R\$ 228.325,67**

Utilização de alíquotas do ISS no demonstrativo de formação de preços (DFP) sem considerar a existência de benefício fiscal do Município de ITABORAÍ:

- De acordo com a Lei Complementar nº 33, de 30/12/2003, havia uma redução de alíquotas do ISS de 5% para 2%, no primeiro ano de estabelecimento de empresa no Município de ITABORAÍ, sendo que essa alíquota poderia ainda ser reduzida a 1,2%, nos casos de utilização de materiais com incorporação de serviços ou obras.
- O Consórcio incluiu no DFP a alíquota cheia de 5%, onerando o contrato, pois o consórcio se encontrava sediado no Município de Itaboraí.

Retenções e recolhimentos a menor do IRPJ:

- 12 notas fiscais acusando o recolhimento de 1,2% de IRPJ, mas sem discriminar fornecimento de materiais (exigência da IN nº 480, de 15/12/2004, da Receita Federal); nos casos de não discriminação desse fornecimento, a alíquota deve ser de 4,8%, e não de 1,2%.

- 3 notas fiscais com retenção de 1,2% de IRPJ, com discriminação de utilização de equipamentos, mas não de materiais.
- Valor total de recolhimentos a menor: **R\$ 1,7 MILHÃO de REAIS**

Relatório de Auditoria R-3224/2010

- **Contrato 4600308673** (Consórcio SPE – SKANSKA, PROMON, ENGEVIX)
- **Contrato 4600310693** (Consórcio TE-AG – TECHINT E ANDRADE GUTIERREZ)
 - o Possibilidade de utilização de novo procedimento para cálculo da verba indenizatória por paralisação das obras por ocorrências climáticas
 - o Os contratos foram assinados usando o cálculo com base no DFP, e os consórcios não manifestaram interesse na sua revisão.
- **Contrato 4600273091** – Terraplenagem COMPERJ (CTC)
 - o Realizados pagamentos ao consórcio em valores superiores ao limite de competência do Gerente de Implementação de Empreendimentos de Interligações e Extramuros (IEINTEM)
 - o Os pagamentos a serem realizados ao consórcio excediam os limites de competência da gerência de IEINTEM, havendo a necessidade de aprovação da Diretoria Executiva. Essa autorização foi solicitada, pelo DIP ENGENHARIA, e autorizada pelo Diretor de Serviços², ad referendum da Diretoria Executiva; porém, não há evidências de aprovação pelo colegiado.

² À época, Renato de Souza Duque (N. R.)

- o Foram liberados pelo referido Gerente pagamentos acima de seu limite de competência, no valor total de **R\$ 390 MILHÕES**.

Relatório de Auditoria R-3253/2012

Falta de evidência de negociação para aproveitamento de benefício fiscal de ICMS do Estado do Rio de Janeiro – Consórcio TE-AG (Contrato 4600310637) e ALUSA (Contrato 4600320080)

- O Decreto nº 42.543, de 1º de julho de 2010, do Estado do Rio de Janeiro, regulamentando a Lei Estadual nº 5.592, de 10 de dezembro de 2009, concedeu à Petrobrás e às empresas integrantes do COMPERJ diferimento dos valores de ICMS nas fases de implementação, pré-operação e operação do empreendimento
- O Tribunal de Contas da União (TCU) determinou a celebração de aditivos contratuais com os consórcios TE-AG e SPE e com a ALUSA, para redução dos valores contratados, em decorrência desse tratamento tributário especial.
- Não há, para os contratos relativos ao Consórcio TE-AG e à ALUSA evidência de registro em ata do estabelecimento das condições de que, para os contratos firmados até 4/7/2010, em que o ICMS tenha sido considerado no DFP, a renegociação dos valores contratuais seria feita à margem da concordância das contratadas, nem da anuência do Jurídico da Petrobrás para a celebração dos aditivos contratuais indicados pelo TCU.
- No contrato 4600329261, firmado em dezembro de 2011, com o Consórcio JETAN (Jaraguá-Egesa) – portanto, já na vigência do tratamento tributário especial –, a alíquota de ICMS foi incluída no DFP, onerando os valores contratuais.

Relatório de Auditoria R-9252/2013

Irregularidades na gestão de contrato para a construção da unidade de hidrocrackeamento catalítico (HCC) no COMPERJ (Contrato 4600310637 – ALUSA)

Itens auditados:

- Valor do contrato **R\$ 1,46 BILHÃO**
- Medição de serviços: 30 eventos, **R\$ 33,1 MILHÕES**
- Medição de suprimentos: 10 itens, **R\$ 54, 6 MILHÕES**
- Período: abril/2010 a outubro/2013
- Feitos 13 aditamentos de prazo ou valor, **com acréscimo de R\$ 635,2 MILHÕES** aos valores originais.

Há evidências de realização dos serviços, mas não há como afirmar que as medições estão compatíveis com os pagamentos, porque há falta de correlação entre os documentos arquivados, dificultando o rastreamento do avanço físico do projeto.

Não há como se descartar a possibilidade de que serviços de soldagem não executados pela contratada tenham sido medidos como efetivamente concluídos.

Durante o projeto de detalhamento da unidade HCC, verificou-se que as especificações da tubulação apresentavam inconsistências na espessura dos tubos, e a PETROBRAS informou à ALUSA que esses tubos não mais seriam utilizados na obra. Porém, quando a solicitação da mudança foi recebida pela fiscalização do contrato, a ALUSA já havia comprado todo o material, que permaneceu nas instalações do COMPERJ sem receber adequado tratamento de preservação e, até dezembro de 2013, segundo o R-9252/2013, esse material, no valor de **R\$ 7,934 MILHÕES**, não foi

objeto de ações para destiná-lo para aproveitamento em outras unidades do Sistema PETROBRAS.

No 1º semestre de 2013, o TCU realizou auditoria no COMPERJ (Rel. Aud. TC 006.283/2013-6), e o contrato em questão fez parte da amostra analisada. Os fatos citados por este Relatório de Auditoria (R-9252/2013) são destacados pelo Tribunal como “**gestão temerária de empreendimento**”.

Na mesma época da instauração da Comissão Interna de Apuração da RNEST, foi formada uma Comissão Interna de Apuração (CIA), a fim de analisar a possível ocorrência de irregularidades nas obras do COMPERJ; o Relatório de apuração das irregularidades foi também apresentado ao Conselho de Administração da PETROBRAS, na reunião nº 1.401, em 12/12/2014.

Embora tenham sido várias as irregularidades apontadas, a Comissão não chegou a apontar direcionamento, ajuste de propostas e cartelização entre as empresas participantes das licitações para as obras do COMPERJ, embora o Sr. PEDRO ARAMIS DE LIMA ARRUDA, Gerente de Segurança Empresarial da PETROBRAS, que atuou como coordenador da CIA sobre o COMPERJ, tenha declarado, posteriormente, que, apesar de não ter havido, à época, identificação de direcionamento, olhando a posteriori para os processos de escolha das empresas, percebia que os fatos ocorridos apontavam nitidamente para um direcionamento das escolhas de empresas nas obras do COMPERJ.

A seguir, transcreve-se um resumo dos achados das apurações:

O relatório da CIA sobre o COMPERJ selecionou 30 contratos e convênios, representando 77 % do total do investimento, contratados pela PETROBRAS para o COMPERJ, de um total de cerca de 300. O relatório informa que houve indícios de direcionamento para as empresas DELTA, TOYO e JARAGUÁ. Com

a alegação de aumentar a competitividade dos processos licitatórios, foram convidadas empresas que não atendiam aos pré-requisitos de fornecimento. Venceram os certames e não concluíram as obras as empresas DELTA, TKK e JARAGUÁ.

Principais pontos destacados:

- Fixação de prazo inexecutável e insistência das Diretorias de Abastecimento e de Serviços para que um novo cronograma fosse atendido resultou em uma série de equívocos de planejamento, especialmente o início dos processos licitatórios sem projetos básicos e FEEDs³, e compra antecipada de equipamentos sem condições de transporte e problemas de meio ambiente e logística.
- Inobservância de normas de licitação, com contratação de empresas de porte econômico inadequado, e contratação direta com justificativas frágeis, viabilizando condições para direcionamento de contratos.
- Consequência: COMPERJ acumula custos adicionais consideráveis para a Petrobrás, devido à hibernação de unidades, diversos aditivos com aumento de custos, dilação de prazos e atrasos em face de cancelamentos de contratos já iniciados, por falhas de execução.
- Prazos inexecutáveis: a data de partida foi estabelecida sem levar em conta critérios técnicos, e a Engenharia precisou fazer planejamentos regressivos, acabando por introduzir uma série de desajustes nos prazos de execução dos diferentes contratos e o deslocamento das contratações em relação ao cronograma da obra.

Durante os trabalhos da CIA, chamaram a atenção os relatos de pressões por prazo da Área de ENGENHARIA pelos Diretores de

³ FEED: *Front-End Engineering Design*, ou projeto de pré-detalhamento, abordagem com foco em requisitos técnicos e verificação de custos primários para uma proposta de projeto de engenharia, utilizado com vistas a buscar o cumprimento dos prazos de projeto e melhorar o retorno sobre o investimento (ROI). Segundo o *National Research Council*, dos Estados Unidos, pelo menos 70% dos custos de desenvolvimento de produtos e de fabricação são determinados nos estágios iniciais de projeto. (N.R.)

Abastecimento e de Serviços. Isso levou a planejamento irrealista das contratações, e provocou descolamento dessas em relação ao cronograma da obra.

- Planejamento deficiente, provocando atrasos e despesas adicionais.
- Antecipação da contratação das unidades de processo (UDAV, UCR, HCC e HDT de Médios) sem a definição do modelo de negócio que seria aplicado às Unidades de Utilidades e Geração de Hidrogênio causaram prejuízos à PETROBRAS, pela necessidade de hibernação de equipamentos e das Unidades de Processo. Considerando um período de 12 meses, o custo das hibernações, somado ao replanejamento de contratos, gerou um prejuízo à PETROBRAS que **excedeu a R\$ 1 BILHÃO**.
- Muitos contratos foram celebrados com elevado grau de incerteza, por causa de projetos básicos e FEEDs ainda não concluídos,
- Não-conformidade dos processos de licitação e contratação, com pessoal pouco qualificado, manipulação de empresas participantes e justificativas fracas para contratação direta de fornecedores.
- A CIA identificou a participação de diversos empregados com pouca ou nenhuma experiência profissional em comissões de licitação para contratações de valor expressivo. Isso resultou na formação de Comissões de Licitação com membros sem a devida qualificação e experiência em contratações de grande porte.
- Empregados ouvidos pela CIA caracterizam a retificação dos filtros aplicados para a inclusão de empresas; o objetivo seria acolher empresas que não atendiam aos critérios estabelecidos.
- Uma das justificativas mais utilizadas para inclusão de empresas foi aumentar a competitividade do processo licitatório, mas isso acabou por conduzir à contratação de empresas que não conseguiram cumprir o objeto contratual.
- Falta de evidências que confirmem as justificativas apresentadas para contratação direta, especificamente em relação à contratação

por inexigibilidade do Consórcio TOC, para construção das Unidades de Geração de Vapor e Energia, Tratamento de Água e efluentes.

- Contratação do Consórcio TE-AG, no valor de **R\$ 1.938.191.350,00**, amparada na alínea e, subitem 2.1, do Regulamento de Procedimento Licitatório Simplificado da Petrobrás (Decreto 2.745/98) fica fragilizada devido à alteração substancial do objeto do contrato originalmente licitado.
- A contratação do Consórcio TUC, no valor de **R\$ 3.824.500.000,00**, baseada na alínea k, subitem 2.1, do referido Regulamento, ampara-se em justificativa frágil, diante do atraso no cronograma.

Revisões de estimativas de custos após a abertura das propostas, com justificativas frágeis, e que, em alguns casos, alteraram a classificação das propostas.

Ocorreram, em nove processos analisados, sucessivas revisões de estimativas de preços, após abertura das propostas, com justificativas inconsistentes. Tais estimativas, por vezes questionadas pelo responsável por sua elaboração, podem ter criado condições para direcionamento de contratos. Em seis casos, a revisão da estimativa, ao alterar os limites de aceitabilidade, alterou a classificação das propostas.

Conclusões do Relatório:

- Estabelecimento de prazos irrealistas para a construção do COMPERJ. O ajuste dos prazos de execução com base em planejamento regressivo comprometeu a qualidade das licitações e contratações.
- Indefinições nos projetos extramuros impactaram o cronograma, e os contratos necessitaram de aditivos para hibernar instalações e condicionar equipamentos.

- A antecipação da contratação das unidades de processo (UDAV, UCR, HCC e HDT de Médios), sem a definição do modelo de negócio a ser aplicado às Unidades de Utilidades e Geração de Hidrogênio causou prejuízos à Petrobrás, pela necessidade de hibernação de equipamentos e das Unidades de Processo.
- Falta de evidências que confirmem as justificativas para contratação direta do Consórcio TUC para construção das Unidades de Geração de Vapor e Energia, Tratamento de Água e efluentes.
- Falhas na gestão, não-conformidades, problemas de planejamento e de coordenação na execução do projeto podem ter contribuído para facilitar eventuais ações criminosas sob investigação pela Operação LAVA JATO.
- O Relatório da CIA sobre o COMPERJ relaciona, nas páginas 47166 a 63/66, os nomes dos 12 funcionários, Diretores e ex-Diretores da Petrobrás que tiveram participação relevante nos diferentes processos contratuais analisados pela CIA.

Das conclusões e propostas

Recomendar à PETROBRAS que somente empregados com adequada experiência profissional possam participar em comissões de licitação para contratações de valor expressivo.

Refinaria COMPERJ – IRREGULARIDADE 1 de 4

Processo TC 021.324/2008-6

Trata-se de Representação formulada pela SECOB em 11/08/2008, acerca de irregularidades verificadas nas Obras de Implantação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), no Estado do Rio de Janeiro (fls. 56/57).

Para a execução das obras civis de terraplanagem foram contratadas algumas das maiores empresas construtoras do país, a saber: ANDRADE GUTIERREZ, NORBERTO ODEBRECHT e QUEIROZ GALVÃO, em consórcio (denominado Consórcio Terraplanagem COMPERJ - CTC).

- **Contrato: 0800.0040907.08.2** (firmado em 15/05/2008, com vigência de 440 dias).

Objeto: Terraplenagem, drenagem e anel viário na área do COMPERJ.

Valor Inicial: R\$ 819,8 MILHÕES, sendo **R\$ 689,8 MILHÕES** relativos à execução dos serviços contratados e **R\$ 130 MILHÕES** estimados para o ressarcimento dos custos decorrentes de paralisações de frentes de serviços, causadas pela incidência de chuvas, descargas atmosféricas e suas consequências, e resgates arqueológicos.

Irregularidade: Superfaturamento decorrente de preços excessivos frente ao mercado.

Descrição dos fatos:

O pagamento das verbas indenizatórias relativas às paralisações foi baseado no custo operativo dos equipamentos, bastante superior aos respectivos custos improdutivos considerados no SICRO2 (Sistema de Custos Rodoviários do DNIT), quando esses se encontravam inoperantes em função de chuvas, descargas atmosférica ou resgate arqueológico. Em outras palavras, eram pagos pelos equipamentos paralisados os mesmos valores pagos como se estes estivessem produzindo, incluindo consumo de combustível e lubrificante. É importante esclarecer que o SICRO 2 considera como custo improdutivo dos equipamentos somente a sua mão-de-obra operativa, representada pelo salário-hora do operador ou motorista.

O valor total pago até o momento da fiscalização do TCU (realizada entre 1/6/2009 e 3/7/2009) a título de verba indenizatória por paralisação era de **R\$ 151.448.384,18**, dividido em **R\$ 140.060.000,79** para indenização dos equipamentos e **R\$ 11.388.383,39** para indenização de toda mão-de-obra envolvida, representando um superfaturamento de **R\$ 140.060.000,79** (estimativa inicial da equipe do TCU no âmbito dos trabalhos de auditoria). Importante observar, que o valor total do superfaturamento ainda é objeto de avaliação no TCU, embora, como se verá adiante, já há decisão determinando execução da garantia contratual no valor de **R\$ 73,5 MILHÕES** (valor a ser corrigido monetariamente a partir de 31/1/2008, de acordo com Acórdão 666/2015 - Plenário). O valor total do superfaturamento poderá ultrapassar, como também se verá adiante, **R\$ 138 MILHÕES**.

Observa-se que o valor de **R\$ 151 MILHÕES**, pago a título de indenização por paralisação de equipamentos, já havia extrapolado o montante previsto para a verba indenizatória (R\$ 130 MILHÕES), com

pouco mais de um quarto de execução física (27%) dos serviços constantes do contrato. Portanto, apenas para ilustrar, se tivesse sido mantido o mesmo regime pluviométrico e os mesmos critérios de remuneração da referida indenização até a conclusão da obra, cerca de **R\$ 600 MILHÕES** (87% dos **R\$ 689,8 MILHÕES** contratados) teriam sido pagos a título de verba indenizatória por paralisação dos serviços devido a chuvas, descargas atmosféricas ou resgate arqueológico.

Esclarecimento dos responsáveis (síntese):

A estatal aponta que a metodologia considerada pelo TCU de utilizar o custo improdutivo apontado pelo SICRO 2 não se aplica ao ressarcimento de custos em relação aos dias parados em virtude das chuvas, tendo em vista que o SICRO 2 estabelece um custo improdutivo para equipamentos parados em virtude das próprias contingências usuais inerentes a realização do serviço, como, por exemplo, um caminhão a espera de carregamento.

A PETROBRAS enfatiza a necessidade de ressarcir os custos de propriedade dos equipamentos, ou seja, os custos de disponibilidade dos equipamentos que permanecem à disposição do empreendimento nos dias em que as condições meteorológicas impedem a realização de serviços contratados.

Ao apresentar as parcelas que compõem os custos de propriedade, a estatal cita os seguintes custos:

- custos de preservação;
- custos com aluguéis; e
- custos de depreciação e oportunidade de capital.

Dessa forma, a estatal pretende comprovar que os custos decorrentes dos intervalos de tempo em que os equipamentos deixam de operar devido às chuvas não podem ser interpretados como os custos improdutivos delineados pelo SICRO 2, já que estes custos não se aplicam

aos eventuais períodos em que os equipamentos estão parados em decorrência de chuva.

Última deliberação do TCU sobre o tema

Antes de apresentar a última deliberação do TCU, importante destacar trecho do voto que conduziu o respectivo Acórdão, enfatizando o contraditório e a ampla defesa observados no processo que tratou o assunto em questão:

“Por fim, noticio a existência de um outro memorial, dessa feita trazido pelo Consórcio Terraplenagem COMPERJ. Após repisar as questões de fato e de direito já enfrentadas pela unidade técnica e também no presente voto, o interessado questiona a adequação da proposta da SecobEnerg de promover a imediata execução das garantias apresentadas, sob o argumento de que tal medida se mostra prematura, uma vez que as dúvidas e contradições identificadas na análise técnica podem ser sanadas na tomada de contas especial. Dessa forma, requer em substituição à execução da garantia a instauração de tomada de contas especial para apuração integral do dano.”

Sobre o tema, ressalto que o montante apurado no capítulo VI do presente voto - R\$ 73.482.332,32 -, corresponde ao sobre preço identificado nos custos dos equipamentos paralisados durante a ocorrência de chuvas e descargas elétricas, segundo a metodologia especificada no Acórdão 3.077/2010-Plenário, obtido após a oitiva da PETROBRAS e do consórcio interessado.

Trata-se, portanto, de parcela incontroversa de débito, apurada em cognição exauriente, após o esgotamento do contraditório dos interessados. No caso, ressalto que as partes apresentaram seguidas manifestações e protocolaram diversos documentos visando o

saneamento da matéria, inclusive a título de elementos novos e memoriais.

Analisadas as justificativas dos envolvidos, PETROBRAS e Consórcio CTC, facultando aos responsáveis ampla defesa e contraditório, o processo que tratou do assunto foi submetido à deliberação do Plenário do TCU, tendo sido proferido em 01/04/2015 o Acórdão 666/2015, determinando a estatal executar as garantias em vigor apresentadas pelo Consórcio Terraplenagem COMPERJ na pessoa de seus integrantes, destinadas a resguardar o dano ao erário identificado nos autos, conforme as premissas estabelecidas no Acórdão 3.077/2010 - Plenário, de forma a obter o ressarcimento aos cofres da PETROBRAS do **prejuízo** de R\$ 73.482.332,32 (setenta e três milhões, quatrocentos e oitenta e dois mil, trezentos e trinta e dois reais e trinta e dois centavos), atualizado monetariamente a partir de 31/01/2008, data - base do Contrato 800.0040907.08.2.

Transcreve, a seguir, trechos do referido Acórdão 666/2015:

(...) “9.1.1. execute as garantias em vigor apresentadas pelo Consórcio Terraplenagem COMPERJ na pessoa de seus integrantes, destinadas a resguardar o dano ao erário identificado nos autos, conforme as premissas estabelecidas no Acórdão 3.077/2010 - Plenário, de forma a obter o ressarcimento aos cofres da Petrobras do prejuízo de R\$ 73.482.332,32 (setenta e três milhões, quatrocentos e oitenta e dois mil, trezentos e trinta e dois reais e trinta e dois centavos), atualizado monetariamente a partir de 31/01/2008, data - base do Contrato 800.0040907.08.2;” (...)

(...) 9.1.3. Envie a documentação comprobatória do atendimento da medida indicada no subitem(...)

(...) 9.2.1 . Com fulcro no art. 47 da Lei 8.443/1992, instaure processo específico de tomada de contas especial com vistas à apuração do débito e à identificação e à citação dos responsáveis pelos prejuízos decorrentes a consideração indevida de quantitativos de horas paralisadas, por ocasião do pagamento da indenização dos “equipamentos paralisados durante a ocorrência de chuvas”, e das demais questões aduzidas no capítulo VII do voto; (...)

(...) 9.2.2 - previamente à citação dos responsáveis, faça juntar ao processo de tomada de contas especial as evidências do débito apurado, a exemplo de cópias do contrato e anexos, dos pareceres técnicos e jurídicos, das atas de reuniões, dos boletins de medição, das ordens de pagamento e de qualquer documento útil à limitação da responsabilidade, submetendo, em seguida, os autos ao Relator para apreciação da proposta de citação; (...)

A seguir, transcreve-se a íntegra do Acórdão 666/2015 – PL, bem como Voto apresentado pelo Exmo. Ministro Relator BEYJAMIN ZYNLER que traz um histórico dos acontecimentos.

HISTÓRICO DOS ACONTECIMENTOS

(Extraído do Voto apresentado pelo Exmo. Ministro BEIJAMIN ZYMLER na condução do Acórdão 666/2015 – PL, proferido em 01/04/2015).

“2. Após a oitiva da PETROBRAS e do Consórcio Terraplanagem COMPERJ (CTC), contratado para a execução das obras, esta Corte de Contas, por meio do Acórdão 3.077/2010-Plenário, decidiu conhecer da representação para, no mérito, considerá-la parcialmente procedente. Na oportunidade, este Tribunal resolveu:

“9.2. Com fulcro nos arts. 71, inciso IX, da Constituição Federal e 45 da Lei nº 8.443/1992, determinar à Petrobras que adote as providências cabíveis com vistas à repactuação do Contrato nº 0800.0040907.08.2, previamente ouvido o consórcio contratado, a fim de corrigir as inconsistências apuradas no pagamento da verba indenizatória, consignadas no voto condutor deste acórdão, de forma a suprimir o dano identificado nos autos, estimado em pelo menos R\$ 76,5 MILHÕES (setenta e seis e meio milhões de reais), e, em consequência, proceder ao desconto dos pagamentos já incorridos, por conta da aplicação das seguintes diretrizes, nas medições a serem efetuadas no futuro:

9.2.1. Adoção dos custos improdutivos obtidos com base nos valores da Tabela ABEMI, com os devidos descontos, para o ressarcimento dos custos dos “equipamentos paralisados durante a ocorrência de chuvas” e dos “equipamentos operando em condições adversas a normal, realizando serviços de mitigação das consequências das chuvas” (serviços de retomada), retroativamente à 1ª medição contratual;

9.2.2. Incorporação, no cômputo dos custos improdutivos dos equipamentos obtidos com base nos valores da Tabela ABEMI, do índice de consumo e preço dos combustíveis definidos pelo SICRO, devendo demonstrar, ainda, as composições de custos unitários dos equipamentos que não constam desse sistema e dos equipamentos cujos parâmetros estejam superiores aos definidos por ele, hipótese que deve ser devidamente justificada, conforme determina a lei de diretrizes orçamentárias;

9.2.3. Expurgo, no cômputo dos custos improdutivos dos equipamentos, tanto para os “equipamentos paralisados durante a ocorrência de chuvas” como para os “equipamentos operando em condições adversas a normal, realizando serviços de mitigação

das consequências das chuvas” (serviços de retomada), de margem de lucro em percentual igual ao incidente sobre os custos operativos dos equipamentos, informados no DFP apresentado pelo consórcio contratado (Tabela 1-A), ou seja, 10%;

9.3. informar à PETROBRAS que a aceitação, estritamente para a obra ora em análise, da adoção dos custos improdutivos dos equipamentos obtidos com base nos valores da Tabela ABEMI para indenizar o consórcio contratado no caso de paralisação dos serviços está condicionada, também, à devida demonstração da compatibilidade desses valores com os previstos pelo SICRO, comprovando-se, para os itens que apresentam custo improdutivo incompatível com o custo operativo estabelecido por esse referencial, os motivos que justificaram essa incompatibilidade, conforme previsto na lei de diretrizes orçamentárias, devendo incluir na repactuação do Contrato nº 0800.0040907.08.2, caso não haja essa comprovação, os ajustes necessários para que tais valores tornem-se compatíveis, promovendo, igualmente, o desconto dos pagamentos indevidos porventura incorridos nas medições a serem efetuadas no futuro;”. (grifos acrescidos)

3. Igualmente, foram expedidas determinações à PETROBRAS para que promovesse a retenção cautelar do saldo correspondente ao valor de R\$ 76,5 MILHÕES, até que se ultimassem as medidas alvitradas nos subitens 9.2 e 9.3, e à SECOB para que monitorasse o cumprimento das determinações ora proferidas (subitens 9.4 e 9.8 do Acórdão 3.077/2010-Plenário).

4. Decidida a questão trazida em representação, o processo prosseguiu com o objetivo de tão somente verificar o atendimento das medidas impostas à PETROBRAS por esta Corte de Contas.

5. Nesse ponto, chama atenção o fato de o Tribunal ter decidido o mérito do processo de fiscalização, uma vez que determinou a repactuação do contrato, e ter, simultaneamente, exarado deliberação de conteúdo mandamental ilíquido, ou seja, ter determinado a supressão de um dano contratual de “pelo menos R\$ 76,5 MILHÕES”, o qual, a despeito da literalidade do comando, ainda estava sujeito a justificação. Dito de outra forma, tal montante poderia ser modificado para cima ou para baixo, neste caso, se as partes interessadas trouxessem argumentos sobre a inaplicação do SiCro para a obtenção do custo improdutivo de um dado equipamento, nos termos do subitem 9.2.2 e 9.3 do Acórdão 3.077/2010-Plenário.

6. Ainda a título de histórico, ressalto que em 6/12/2011 e 23/2/2012 a Petrobras apresentou documentos tendentes a comprovar o cumprimento das referidas determinações. Segundo a estatal, o valor do débito, com o contrato de terraplenagem encerrado, seria de R\$ 17,8 MILHÕES e não de R\$ 76,5 MILHÕES, valor estimado pelo TCU quando a obra ainda não havia sido concluída.

7. A então denominada SecobEnerg, que assumiu a responsabilidade pela condução do processo, analisou as respostas encaminhadas e concluiu que a entidade não havia atendido as determinações consignadas no Acórdão 3.077/2010-Plenário.

8. Na oportunidade, recalculou o montante do superfaturamento e concluiu que o valor mínimo do dano ao erário, considerando o encerramento do contrato e as orientações estabelecidas no aludido decisum, correspondia, em verdade, a R\$ 138.624.332,15, sendo R\$ 82.231.295,61 decorrentes de ajustes nos

custos unitários e R\$ 56.393.036,54 devido a inconsistências na apropriação de horas de equipamentos paralisados.

9. Outrossim, a SecobEnerg aduziu que tal montante poderia ainda ser aumentado, a depender da continuidade da análise da matéria, especialmente dos seguintes aspectos não contemplados na sua instrução:

a) verificação da compatibilidade dos boletins de medição com Relatórios de Ocorrências das frentes (RDF);

b) exame da adequabilidade em se utilizar o SICRO2 no lugar da ABEMI no cálculo do CHEP;

c) análise do ressarcimento com serviços de retomada;

d) exame do ressarcimento relativo à mão de obra.

10. Por esses motivos, a unidade técnica, em pareceres unânimes, alvitrou a expedição de determinação para que a PETROBRAS executasse as garantias relativas ao valor do superfaturamento apontado no Acórdão 3.077/2010-Plenário (R\$ 76,5 milhões) e a imediata conversão dos autos em tomada de contas especial, objetivando a quantificação do débito com base nas diretrizes discriminadas em sua análise e a identificação dos responsáveis.

11. Submetido o processo à consideração superior, o eminente Ministro AUGUSTO NARDES, então Relator, divergiu do aludido encaminhamento e determinou, preliminarmente, que a SecobEnerg adotasse as seguintes medidas (peça 58):

“a) encaminhe à PETROBRAS e ao Consórcio CTC cópia do presente despacho, bem como da instrução alusiva à peça nº 49, fixando-lhes o prazo de 15 (quinze) dias para

que se pronunciem sobre as inconsistências apontadas no recálculo da verba indenizatória a ser paga no âmbito do Contrato nº 0800.0040907.08.2, efetuado em desacordo com as diretrizes estabelecidas no Acórdão nº 3.077/2010-TCU-Plenário;

b) providencie, tão-logo realizada as oitivas indicadas no item anterior, o reexame do feito, o qual deverá incluir a avaliação do cumprimento das diretrizes estabelecidas pelo Acórdão nº 3.077/2010-TCU-Plenário para o pagamento da verba indenizatória no âmbito do Contrato nº 0800.0040907.08.2 também no que tange aos serviços de retomada, esgotando, nesta fase processual, todas as questões inseridas no escopo dos presentes autos que possam vir a configurar dano ao erário”.

12. Posteriormente, quando o processo já se encontrava sob minha relatoria, elaborei despacho com o seguinte teor, no essencial:

“14. Acerca do assunto em exame, compreendo, com as devidas vênias, que não há utilidade prática em esgotar, na atual etapa processual, todas as questões inseridas no escopo dos presentes autos de forma a quantificar integralmente o suposto dano ao erário.

15. Nesse sentido, observo que o Contrato 0800.0040907.08.2 encontra-se encerrado e o montante do superfaturamento apurado pela SecobEnerg já é bastante superior ao valor do seguro-garantia constituído para resguardar o suposto dano ao erário.

16. Dessa forma, a continuidade das medidas saneadoras com vistas à quantificação do débito remanescente, no atual

estágio processual, não teria o efeito prático de ensinar a devolução da parcela adicional sob a forma de execução da garantia, na medida em que esta já é insuficiente para cobrir a totalidade do dano identificado na instrução precedente.

17. Sendo assim, julgo pertinente que a adoção das medidas saneadoras suscitadas na letra “b” do despacho anterior ocorra posteriormente, após a confirmação ou não do superfaturamento já apurado pela unidade técnica. Caso persista o débito e este seja superior ao valor segurado, julgo pertinente que a quantificação da parcela remanescente do débito ocorra no âmbito do processo de tomada de contas especial a ser instaurado para tal fim, ocasião em que poderão ser adotadas as medidas necessárias ao exame dos aspectos suscitados no item 8 retro.

18. Dessa forma, com fulcro no art. 11 da Lei 8.443/1992, determino o retorno dos autos à SecobEnerg para que sejam analisados, nesta etapa processual, os elementos encaminhados pelos interessados em resposta às oitivas determinadas na letra “a” do despacho anterior (peça 58), de forma a confirmar ou não o valor do superfaturamento apurado na instrução antecedente, formulando, em seguida, proposta de mérito sobre a necessidade ou não:

a) fixação de prazo para que PETROBRAS execute a garantia constituída; e

b) instauração de processo específico de tomada de contas especial para a apuração e cobrança do valor remanescente do dano.”

13. Ato contínuo, a SecobEnerg promoveu oitiva da PETROBRAS e do consórcio contratado, que apresentaram, em apertada síntese, os seguintes argumentos no propósito de

justificar o valor da verba indenizatória em discussão e, assim, desconstituir as conclusões da unidade técnica contidas na instrução anterior:

- a) foram utilizados os custos reais incorridos no sítio da obra em virtude da paralisação dos equipamentos pelas chuvas e descargas atmosféricas (na construção dos preços de referência da defesa);*
- b) foram adotados os valores de combustíveis extraídos do sítio da ANP, localidade ITABORAÍ, que dizem respeito a preços de distribuidor, que se aplicaria a grandes consumidores de combustíveis, que comprem diretamente dos distribuidores de combustíveis;*
- c) o SICRO não é adequado às obras do COMPERJ, porquanto se trata de preço de consumidor final, para a cidade do Rio de Janeiro; os preços constantes do sistema SICRO são estimados, enquanto os preços obtidos junto ao sítio da ANP são mais adequados à realidade da obra;*
- d) o próprio Acórdão permitiu a adoção de outro referencial, se mais adequado e justificado;*
- e) foi empregado o consumo real de combustíveis dos equipamentos, extraído dos controles de consumo da própria contratada (na construção dos preços de referência da defesa); o consumo estabelecido no sistema SICRO se mostra superestimado, havendo inconsistências entre as tabelas constantes do manual do SICRO e a bibliografia sobre o assunto, assim como entre aquelas e a tabela adotada pela SecobEnerg;*
- f) é inadequado desconsiderar um sistema de consumo real em detrimento de um índice médio de um sistema referencial*

(SICRO), que não retratava as condições específicas da obra em comento;

g) a SecobEnergia não pode se valer de uma nova análise, qual seja a glosa de horas computadas para efeito de ressarcimento dos custos com equipamentos paralisados decorrentes de chuvas, descargas atmosféricas e suas consequências, haja vista não ter sido determinado tal feito no Acórdão 3.077/2010-TCU-Plenário;

h) a própria natureza da verba indenizatória, de ressarcimento induz a não limitação de horas de equipamentos paralisados. Assim, a limitação imposta pela SecobEnergia – 190 horas - não possui respaldo legal;

i) mesmo diante da ausência desta limitação no Acórdão supracitado, a PETROBRAS se valeu da limitação de horas a serem ressarcidas em relação aos equipamentos a serem paralisados em 190 horas por mês para equipamentos alocados em 1 turno diário e 220 horas por mês para 2 turnos, mencionando que tal limitação se deu por negociação contratual entre a Petrobras e o consórcio contratado. A limitação maior do que a acordada implica enriquecimento ilícito da Petrobras em detrimento do consórcio construtor;

j) o consórcio havia se preparado para a execução das obras em 2 turnos, contemplando ainda 2 horas extras por turno, e que a limitação ora imposta estava ferindo a equação inicialmente prevista para a execução das obras;

k) o contrato e o próprio anexo contratual que regem a matéria não previram limitação diária de horas paralisadas;

14. Outrossim, as partes trouxeram considerações sobre os descontos de custos operativos para equipamentos de retomada; a existência de pequenos erros de cálculo nas planilhas apresentadas pela Petrobras, em cumprimento às determinações constantes do Acórdão 3.077/2010-TCU-Plenário; e a proposição da SecobEnergia, em sua instrução pretérita, de expurgar os custos de manutenção do custo horário produtivo dos equipamentos visando o cálculo do valor a ser indenizado.

15. A unidade técnica analisou as respostas apresentadas e concluiu que os argumentos apresentados não foram capazes de alterar as conclusões emanadas em sua instrução precedente. Em síntese, alegou que a metodologia de cálculo da verba indenizatória foi lastreada em premissas tecnicamente válidas e conservadoras constantes de documentos técnicos e que estava de acordo com o Acórdão 3.077/2010-Plenário; que era inadequado considerar parâmetros supostamente reais de custos e consumos de combustíveis na composição de custo constante da tabela ABEMI, uma vez que essa referência se baseava em parâmetros teóricos; que se os interessados quisessem fazer uso de premissas reais deveriam, por coerência metodológica, terem apresentado os valores reais praticados para a remuneração dos custos operativos e improdutivos dos equipamentos; que a adoção do SICRO para obtenção do consumo e preço dos combustíveis atendia ao Acórdão 3.077/2010-Plenário, pois o mencionado referencial se baseava nos consumos médios de combustíveis especificados nos manuais de fabricantes; que tal opção se mostra conservadora, ante a característica de limitação de velocidade de trânsito verificada nos canteiros dos empreendimentos da estatal, em regra inferiores ao do Sicro, o que impunha consumos de combustível maiores que a média; que este último fato foi, inclusive, reconhecido, nas obras de terraplenagem da

REFINARIA ABREU E LIMA, para aumentar o custo horário dos serviços; que a forma de apuração dos totais de horas dos equipamentos em estado de paralisação está intimamente ligada à forma de cálculo dos respectivos custos horários; que os preços informados na tabela ABEMI, para os equipamentos de terraplenagem das obras do COMPERJ, são para a base mensal de 190 horas; que se os custos unitários viessem a ser multiplicados por valores superiores a 190h/mês, seriam ressarcidos valores maiores que os apurados para os custos mensais apurados; que a adoção da metodologia sugerida pela defesa implicaria a correção do custo horário operativo (o custo fixo seria diluído por um maior número de horas de utilização) e o aumento do valor do dano a ser ressarcido.

16. Dessa forma, concluiu que havia um superfaturamento mínimo da ordem de R\$ 138 MILHÕES, sendo R\$ 82,2 MILHÕES advindos de impropriedades no custo horário e R\$ 56,4 MILHÕES oriundos de inconsistências nas quantidades – limitação de 190h mensais. Ou seja, considerando a existência de garantias no valor de R\$ 76,5 MILHÕES, apresentadas em substituição à retenção cautelar determinada, havia um débito remanescente de, no mínimo, R\$ 62.124.332,15, que poderia ser aumentado em razão das questões aduzidas a seguir.

17. No caso, a SecobEnerg listou os pontos que não foram apreciados, na presente etapa processual, os quais teriam o potencial de, caso confirmados, aumentar ainda mais o valor a ser ressarcido aos cofres da PETROBRAS. Transcrevo a seguir o excerto da instrução da unidade técnica que trata do assunto:

“243. Nesse passo, elencam-se na sequência os principais pontos que ainda poderão ser objeto de análise por parte da unidade técnica e que, registre-se, terão o condão de aumentar ou,

na hipótese mais conservadora, manter inalterados os valores apurados como indevidos até então:

- a) Da adequabilidade em se adotar o SICRO2 no lugar da ABEMI no cálculo do custo horário de equipamento (CHEP)
 - Verificou-se que, quando do expurgo de parcelas estritamente operativas, como custos com operadores, combustíveis e lucro, o saldo remanescente (ou o custo horário improdutivo), adotando-se a tabela ABEMI como ponto de partida, era superior, para alguns equipamentos, aos operativos do sistema SICRO, demonstrando possível sobrepreço nos preços informados na tabela ABEMI. A Estatal deveria ter demonstrado tal compatibilidade, conforme parágrafo 117 do voto condutor do Acórdão 3.077/2010-TCU-Plenário;
- b) Análise da Retomada – Em atendimento ao aresto 3.077/2010-TCU-Plenário (item 9.2) será averiguada a proposta de pagamento firmada entre PETROBRAS e consórcio vencedor para este quesito, o que abrange tanto a verificação do custo horário quanto dos quantitativos apurados;
- c) Análise do custo de toda a mão de obra – tendo em vista o caráter de ressarcimento da verba indenizatória de chuvas, se mostra pertinente entender as folhas de pagamentos e não o DFP (como sustentado pelas partes) como o referencial mais adequado a identificação do custo horário. Destarte, uma comparação entre ambos (folhas de pagamento e DFP) apontará se se consubstancia uma impropriedade nesta parte;
- d) Análise dos Quantitativos – A atuação do TCU neste ponto é prudente tendo em vista que as discussões até aqui realizadas atacaram primordialmente a adequabilidade dos custos e não dos

quantitativos relacionados à verba indenizatória de chuvas. Com isso, tanto para mão de obra, como para os equipamentos soa razoável a presente análise, que tem como ponto de partida a verificação da compatibilidade entre os boletins de medição, RDFs e os registros pluviométricos efetivados;

e) Glosa da manutenção do CHEP – Ao se consultar as manifestações das próprias envolvidas (PETROBRAS e CTC), percebe-se que ambas sinalizam que entendem os custos inerentes à manutenção como não pertencente ao custo horário do equipamento parado (CHEP). Face à materialidade deste item, estimado em R\$ 83,4 milhões, se mostra necessária uma avaliação detalhada por parte desta Secretaria neste assunto, já que, até o momento, nos valores paradigmas do TCU, estão inclusos os montantes adstritos à manutenção.”

18. Sendo assim, diante da confirmação da ocorrência de dano ao erário, a SecobEnerg alvitrou que fosse determinado à Petrobras que executasse as garantias relativas ao Contrato 0800.0040907.08.2 no valor de R\$ 76,5 MILHÕES; que fosse autorizada a conversão dos autos em tomada de contas especial para a identificação dos responsáveis, quantificação e cobrança do débito remanescente, incluindo o decorrente das questões indicada no item 17 supra; e fosse ordenado monitoramento da determinação supra e das especificadas nos subitens 9.4 a 9.7 do Acórdão 3077/2010-Plenário.

19. Estando os autos em meu gabinete, a PETROBRAS ingressou com memorial em que fazendo uso de novas premissas, com o fito de buscar atender a deliberação em exame, defendeu que o valor do dano a ser ressarcido aos cofres da entidade, ao invés de R\$ 17,04 MILHÕES, como calculado na manifestação anterior, era R\$ 40,16 MILHÕES, estando, portanto, abaixo da

garantia, razão pela qual não cabia a instauração de tomada de contas especial.”

Acórdão 666/2015 - Plenário

Após análise de todas as informações constantes dos autos no âmbito do gabinete do relator, foi submetida a deliberação do Plenário do TCU o processo em exame, tendo sido proferido em 01/04/2015 o Acórdão 666/2015, nos seguintes termos:

“VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam de monitoramento do cumprimento das determinações exaradas pelo Tribunal no Acórdão 3.077/2010-Plenário, lavrado no âmbito de representação formulada pela então Secretaria de Fiscalização de Obras (Secob) em face de supostas irregularidades constatadas no Contrato 0800.0040907.08.2, cujo objeto era a execução das obras de terraplanagem, drenagem e anel viário na área do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)”,

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. com fundamento nos arts. 71, inciso IX, da Constituição Federal e 45, caput, da Lei 8.443/1992, assinar o prazo de 15 (quinze) dias para que a Petróleo Brasileiro S.A. adote as seguintes medidas com vistas ao exato cumprimento da lei:

9.1.1. execute as garantias em vigor apresentadas pelo Consórcio Terraplanagem COMPERJ na pessoa de seus integrantes, destinadas a resguardar o dano ao erário identificado nos autos, conforme as premissas estabelecidas no Acórdão 3.077/2010-Plenário, de forma a obter o ressarcimento aos cofres da Petrobras do prejuízo de R\$ 73.482.332,32 (setenta e três milhões, quatrocentos e oitenta e dois mil, trezentos e trinta e dois reais e trinta e dois centavos), atualizado

monetariamente a partir de 31/01/2008, data-base do Contrato 0800.0040907.08.2;

9.1.2. encaminhe cópia das apólices ou instrumentos de garantia de que trata o item anterior;

9.1.3. envie a documentação comprobatória do atendimento da medida indicada no subitem 9.1.1;

9.2. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo, Gás Natural e Mineração (SeinfraPet), doravante responsável pela condução do processo, que:

9.2.1. com fulcro no art. 47 da Lei 8.443/1992, instaure processo específico de tomada de contas especial com vistas à apuração do débito e à identificação e à citação dos responsáveis pelos prejuízos decorrentes da consideração indevida de quantitativos de horas paralisadas, por ocasião do pagamento da indenização dos “equipamentos paralisados durante a ocorrência de chuvas”, e das demais questões aduzidas no capítulo VII do voto;

9.2.2 previamente à citação dos responsáveis, faça juntar ao processo de tomada de contas especial as evidências do débito apurado, a exemplo de cópias do contrato e anexos, dos pareceres técnicos e jurídicos, das atas de reuniões, dos boletins de medição, das ordens de pagamento e de qualquer documento útil à delimitação da responsabilidade, submetendo, em seguida, os autos ao Relator para apreciação da proposta de citação;

9.2.3. promova o monitoramento da determinação indicada no item 9.1 nos próprios autos deste processo de representação, informando de imediato ao Relator a eventual ineficácia das medidas adotadas pela PETROBRAS ou, mesmo, a inexistência de garantia em vigor, a fim de proporcionar a declaração de perda de objeto do processo de fiscalização e a imediata instauração de tomada de contas especial.

9.2.4. avalie, no presente processo, a responsabilidade dos agentes administrativos da Petrobras pela não adoção de providências visando à repactuação do Contrato 0800.0040907.08.2, na forma especificada e segundo as diretrizes definidas pelo Acórdão 3.077/2010 – Plenário;

9.3. dar ciência desta deliberação, assim como do relatório e do voto que a subsidiam, ao Consórcio Terraplenagem COMPERJ, na pessoa das empresas que o integram, à Petróleo Brasileiro S.A., à Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional e à Procuradoria da República no Estado do Rio de Janeiro.”

Refinaria COMPERJ - IRREGULARIDADE 2 de 4

Processo TC 006.283/2013-6

Trata-se de auditoria realizada no PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME, no período compreendido entre 22/4/2013 e 7/6/2013. Teve por objetivo fiscalizar a regularidade no planejamento e gestão referente à aquisição dos equipamentos UHOS (*ultra heavy over size* - ultra-pesados e grandes dimensões) e da logística relacionada ao transporte, incluindo seus impactos nas unidades de processo.

Irregularidade 2 - Atraso nos cronogramas de implementação das unidades de processo do COMPERJ, em função do atraso na entrega de documentos, informações e equipamentos de responsabilidade da Petrobras.

Contratos relacionados:

- **Contrato 0800.0056801.10.2;** Data de início: 4/2010;

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica,

interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da **UDAV** - Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U2100) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2100).

Contratado: Consórcio SPE (SKANSKA, PROMON e ENGEVIX).

Valor Inicial: R\$ 1.115.000.000,00

Impacto do atraso dos UHOS, calculado pela PETROBRAS: **R\$ 278 MILHÕES.**

- **Contrato 0800.0057282.10.2;** Data de início: 4/2010;

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica, interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da **UCR** - Unidade de Coqueamento Retardado (U2200), Pátio de Manuseio e Armazenamento de Coque (U6821) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2200 e SE6821).

Contratado: Consórcio TECHINT - ANDRADE GUTIERREZ (TE-AG).

Valor Inicial: R\$ 1.938.191.350,00

Impacto do atraso dos UHOS, calculado pela PETROBRAS: **R\$ 528 MILHÕES.**

- **Contrato 0800.0060702.10.2;** Data de início 9/2010;

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica, interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da **UHDT** - Unidade de Hidrotratamento de Destilados Médios (U2500) , da Unidade de Hidrotratamento de Querosene (U2600) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2500 e SE2600)

Contratado: Consórcio Qggi (QUEIROZ GALVÃO, GALVÃO e IESA).

Valor Inicial: R\$ 977.814.500,00

Impacto do atraso dos UHOS, calculado pela PETROBRAS: **R\$ 348 milhões.**

- **Contrato 0858.0056936.10.2;** Data de início: 4/2010;

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à: análise de consistência do projeto básico; elaboração do projeto executivo; construção civil; montagem eletromecânica; interligações e comissionamento (preservação, condicionamento, testes, pré-operação, partida e à operação assistida) da **UHCC** - Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico (U-2400) incluindo a Subestação Elétrica Unitária (SE-2400).

Contratado: ALUSA Engenharia Ltda.

Valor Inicial: R\$ 1.460.859.527,26.

Impacto do atraso dos UHOS, calculado pela PETROBRAS: **R\$ 338 MILHÕES.**

Descrição dos fatos

Os denominados equipamentos UHOS, ou equipamentos ultra pesados, desembarcaram no porto do Rio de Janeiro/RJ entre 18/8/2011 e 16/8/2012. As dimensões e o peso desses equipamentos impediam que eles fossem transportados até o COMPERJ em ITABORAÍ-RJ pelas rodovias existentes, fazendo com que a Petrobras tivesse que prever a execução de obras de infraestrutura própria.

A solução que se mostrou mais viável foi a implantação de um sistema logístico composto de um píer de atracação na Praia da Beira em São Gonçalo/RJ e de uma via de acesso terrestre no município de São Gonçalo, de acordo com estudo prévio às contratações das unidades de processo, elaborado em 2008. Tratava-se, portanto, de modal rodoviário e aquaviário, o primeiro com extensão aproximada de 26 km.

A PETROBRAS assumiu a responsabilidade pelo fornecimento e disponibilização desses equipamentos críticos para à implantação das unidades de processo do COMPERJ no local da obra, em prazo determinado contratualmente com as empresas responsáveis pela execução das obras. Assumiu, por conseguinte, a obrigação de executar as obras de infraestrutura para o transporte desses equipamentos até os respectivos locais de instalação em tempo hábil.

A execução das mencionadas obras de infraestrutura envolvia (como qualquer obra de infraestrutura) planejamento, licenciamento ambiental, desapropriações e execução dos serviços de engenharia. A infraestrutura de transporte (Sistema UHOS) deveria estar pronta de forma a permitir que os equipamentos de responsabilidade da PETROBRAS estivessem no COMPERJ no período acordado em contrato, evitando descontinuidade nas obras das unidades de processo. Portanto, havia uma total interdependência entre os contratos das obras relativas às

unidades de processo e os contratos de aquisição dos equipamentos UHOS e, ainda, com os contratos das obras relativas à infraestrutura necessárias ao transporte desses equipamentos críticos.

Os contratos das unidades de processo (UDAV, UHDT, UCR e UHCC) foram firmados entre março e setembro de 2010, prevendo o fornecimento dos UHOS (equipamentos ultra pesados) em até 24 meses, e tiveram suas execuções iniciadas. Todavia, nas datas de fornecimento dos equipamentos pela Petrobras, a infraestrutura planejada de transporte não permitia - e até o momento da auditoria do TCU que tratou do assunto (22/4/2013 a 7/6/2013) ainda não permitia - o transporte dos equipamentos UHOS, o que resultou no não cumprimento de obrigação assumida contratualmente implicando no impacto financeiro e no cronograma do empreendimento. Como consequência, a Companhia se viu obrigada a armazenar os equipamentos UHOS a elevado custo e arcar com os enormes prejuízos do descumprimento dos contratos.

O planejamento da PETROBRAS em relação ao prazo previsto para transportar os equipamentos UHOS falhou consideravelmente, levando-se em conta que a data prevista para o transporte foi prorrogada para ser iniciada a partir de março de 2014 (a época da auditoria do TCU entre 4/2013 e 6/2013), 48 meses após firmados os primeiros contratos de execução das unidades de processo. Observa-se que a partida do COMPERJ estava programada para o final de 2013. Como se verá adiante, tal fato se deu pela assunção de riscos elevadíssimos por parte da PETROBRAS, autorizando o início das obras das unidades de processo contando com prazos exíguos para proceder às necessárias desapropriações, algumas litigiosas, e o devido licenciamento ambiental para a execução da infraestrutura de transporte dos equipamentos UHOS, denominado Sistema UHOS.

Licenciamento Ambiental

A obtenção das licenças ambientais (compostas pela Licença Prévia – LP e Licença de Instalação – LI) foi fracionada em duas partes. Uma relativa à denominada Estrada do Convento (estrada com cerca de 8 km de extensão) e outra envolvendo três obras (dragagem, píer de atracação e a denominada Via UHOS, trecho de estrada complementando a ligação do COMPERJ com o referido píer de atracação, com cerca de 19 km de extensão).

O requerimento para a LP – Licença Prévia da Estrada do Convento foi protocolizado em dezembro de 2007 e o processo contemplando as outras três obras em fevereiro de 2009, quatorze meses depois. Por meio de documentação obtida junto à PETROBRAS, verificou-se que na data de 23/12/2009, a estatal estimava que a LI - Licença de Instalação para a Estrada do Convento seria obtida até 20/4/2010 e a LI das outras três obras seria obtida até 2/11/2010, cerca de sete meses depois. De acordo com essas previsões de obtenção das Licenças de Instalação e de acordo com o cronograma previsto, à época, para a execução das obras da infraestrutura de transporte dos equipamentos ultra pesados (UHOS), a PETROBRAS previa, em 23/12/2009, estar com a infraestrutura de transporte (Sistema UHOS) pronta até o dia 6/10/2011.

No entanto, quando as obras das primeiras unidades de processo foram iniciadas, em março de 2010, ou seja, quando a PETROBRAS emitiu as autorizações de serviços - AS, sequer havia sido obtida a licença prévia relativa à Estrada do Convento, muito menos para as demais obras (dragagem, píer e Via UHOS) que tiveram seu processo de licenciamento iniciado 14 meses depois. Era de se esperar que a PETROBRAS não autorizasse o início das obras das unidades de processo contanto com prazo tão exíguo para iniciar a execução da infraestrutura de transporte para a entrega de equipamentos críticos de sua responsabilidade.

Ou seja, o prazo de vinte e quatro meses não havia se mostrado suficiente nem para se obter a LP da Estrada do Convento, quanto mais para se obter as demais licenças, para as quais seria razoável que a PETROBRAS estimasse um prazo no mínimo igual ao da Estrada do Convento, tendo em vista ser na mesma região e com o mesmo órgão responsável pelo licenciamento. Mais que isso, era possível estimar que para essas obras o prazo fosse inclusive superior àquele gasto para licenciar a Estrada do Convento pelos seguintes fatores: i) o escopo da licença incluía, além de obras rodoviárias (como no caso da Estrada do Convento), obras marítimas (execução de píer e dragagem); ii) parte da área era densamente povoada (Município de São Gonçalo/RJ); e iii) tratava-se de microrregião sensível do ponto de vista ambiental (Baía da Guanabara e mangue).

Cumprir registrar os prazos em que as licenças foram efetivamente obtidas: Estrada do Convento - Licença Prévia obtida em junho de 2010 (30 meses após o requerimento) e Licença de Instalação obtida em março de 2011 (39 meses após o requerimento da LP); e demais obras do Sistema UHOS - Licença Prévia obtida em março de 2012 (37 meses após o requerimento) e Licença de Instalação obtida em julho de 2012 (41 meses após o requerimento da LP).

Em síntese, previu-se que a Licença de Instalação, que permite a execução das obras da Estrada do Convento seria obtida até abril de 2010 e ela só foi efetivamente obtida em março de 2011 (onze meses de atraso). Em relação às outras três obras, a previsão de obtenção da LI era até novembro de 2010 e somente foi obtida em julho de 2012 (vinte meses de atraso). A autorização para o início da execução das unidades de processo, quando já era evidente o atraso na possibilidade de entrega dos equipamentos críticos de responsabilidade da Petrobras, torna o fato ainda mais grave.

Desapropriações

Verificou-se que quando os gestores solicitaram autorização para contratar as obras das unidades de processo UDAV e UHCC, em dezembro de 2009, não havia sequer o contrato de levantamento cadastral dos imóveis que seriam desapropriados, o qual só foi firmado em janeiro de 2010.

No momento em que as obras das unidades de processo UDAV e UHCC tiveram início, com a emissão das AS em abril de 2010, a Companhia dispunha apenas do Decreto de Utilidade Pública-DUP Municipal da região da Praia da Beira, restando obter o DUP das demais áreas afetadas pelo Sistema UHOS - o qual foi só obtido em dezembro de 2010, por meio de decreto federal.

Assim, para que a estratégia adotada tivesse sucesso, a partir de abril de 2010 (data da emissão das AS das unidades UDAV e UHCC) a Petrobras teria que realizar todas as desapropriações em, no máximo, dez meses (inclusive aquelas litigiosas), de forma que o processo de desapropriação fosse concluído até fevereiro de 2011, a fim de propiciar a liberação das áreas para execução das obras da Estrada do Convento e Via UHOS com a celeridade necessária (240 dias) para então concluí-las em outubro de 2011.

Registra-se que a PETROBRAS, desde a época da solicitação para instauração do processo de licitação da primeira das unidades de processo - UHDT - (março de 2009), tinha conhecimento de que haveria dificuldades nas desapropriações, pois o documento da PETROBRAS, *“acompanhamento dos caminhos críticos do COMPERJ”*, mencionava que a aquisição dos terrenos se daria através da via judicial, alertando para a morosidade do processo : *"Aquisição dos terrenos será através da via judicial - Atenção pela morosidade do processo jurídico."* Em novembro de 2009, um mês antes das solicitações para instauração dos processos de licitação das últimas duas unidades - UDAV e UHCC -

(dezembro de 2009), outra apresentação do documento "acompanhamento dos caminhos críticos do COMPERJ" registrou que: "Desapropriação: 6 grandes e 2 pequenos proprietários - os quais não aceitaram as propostas feitas pela PETROBRAS;".

O processo de desapropriação ainda não havia sido concluído até 6/2013, restando centenas de imóveis a desapropriar. Ou seja, já havia um atraso de mais de vinte e sete meses, considerando a data limite de fevereiro de 2011 para a liberação das áreas destinadas ao Sistema UHOS.

Prazos de execução das obras do Sistema UHOS

O prazo planejado para execução das obras do Sistema UHOS mostrou-se exíguo. Portanto, além dos problemas acima relatados que retardaram o início das obras, houve falha na estimativa do prazo de execução, agravando ainda mais o atraso na entrega dos equipamentos críticos, cuja responsabilidade era da PETROBRAS. Três fatores corroboram com esse entendimento: i) os diversos questionamentos apresentados pelos licitantes por entenderem que os prazos eram exíguos; ii) os prazos contratuais efetivamente pactuados, vez que o contrato da Via UHOS e do píer e dragagem foram pactuados com prazos superiores àqueles planejados, 480 dias (210 dias além do prazo planejado) e 365 dias (125 dias além do prazo planejado), respectivamente; e iii) os prazos aditados (Estrada Convento com acréscimo de 237 dias, Via UHOS com acréscimo de 245 dias e Píer e dragagem com acréscimo de 30 dias).

Consequências da gestão temerária no fornecimento dos equipamentos crítico UHOS

O atraso na conclusão das obras do sistema UHOS havia causado (a época da realização dos trabalhos de auditoria do TCU entre 22/4/2013 e 7/6/2013) um acrécimo nos custos de implementação do COMPERJ da ordem de **R\$ 1,7 BILHÃO**.

Esse acréscimo era diretamente atribuído a três fatores: i) aumento dos custos das obras de implementação das unidades de processo (**R\$ 1,5 BILHÃO**); ii) aumento dos custos das obras de implementação do Sistema UHOS (R\$ 207 MILHÕES); e iii) aumento dos custos de armazenamento dos equipamentos UHOS (**R\$ 20 MILHÕES**).

A PETROBRAS incluiu nos contratos das unidades cláusulas que previam a suspensão da contagem dos prazos contratuais, caso houvesse atraso no fornecimento dos equipamentos de sua responsabilidade, inclusive os UHOS. Não havia, entretanto, nos contratos e seus anexos, previsão quanto às consequências técnicas e financeiras de tais atrasos.

Ocorre que, hoje, diante do atraso no fornecimento dos UHOS e da ausência de detalhamento sobre as suspensões contratualmente previstas, o que ocorreu foi que as contratadas apresentaram pleitos para formalização de aditivos visando ressarcimento dos custos que teriam sido incorridos em consequência do atraso. Quanto a esses custos, as contratadas e a Petrobras afirmam, em resumo, que estes são originados por, pelo menos, quatro componentes: i) perda de eficiência; ii) replanejamento; iii) retrabalhos; e iv) prorrogação de prazos.

Durante a fase de execução da auditoria do TCU, a PETROBRAS informou que os pleitos relativos ao replanejamento tinham sido negociados com as contratadas em cerca de **R\$ 1,5 BILHÃO** e estariam em tramitação na Companhia para a assinatura dos respectivos aditivos.

Além desse aumento de custo, deve-se somar o valor de **R\$ 207 MILHÕES** relativos ao aumento de custos verificado nas obras do Sistema UHOS em relação aos referenciais de mercado (ainda em análise no processo do TCU que trata do assunto), mais **R\$ 13,4 MILHÕES** (até a data de 6/2013, realização dos trabalhos de auditoria do TCU) pagos com a armazenagem dos equipamentos a partir de agosto de 2011, quando começaram a desembarcar no porto do Rio de Janeiro.

Em resumo, a falha de planejamento nos contratos das unidades de processo, resultou em incremento no custo de implementação do COMPERJ. Esse custo adicional foi estimado pela auditoria (com base nas informações coletadas a época da auditoria do TCU entre 22/4/2013 e 7/6/2013), em cerca de **R\$ 1,73 BILHÃO**, composto da seguinte forma:

- Acréscimo no custo das unidades (UDAV, UHCC, UHDT e UCR) - **R\$ 1,5 BILHÃO** (valor informado pela PETROBRAS);
- Acréscimo nos custos das obras do Sistema UHOS (píer e dragagem, Via UHOS e Estrada Convento)
- **R\$ 207 MILHÕES** (comparação com macroindicadores); e
- Custos de armazenamento dos equipamentos UHOS - **R\$ 20 MILHÕES** (notas fiscais apresentadas).

Refinaria COMPERJ - IRREGULARIDADE 3 de 4

Processo TC 9.834/2010-9

Trata-se de auditoria realizada no PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME (mais especificamente no COMPERJ), no período compreendido entre 12/04/2010 e 11/06/2010 com o objetivo de fiscalizar as obras industriais das Unidades de Destilação Atmosférica a Vácuo, de Hidrocraqueamento Catalítico e de Coqueamento Retardado.

Contratos relacionados:

- **0858.0056936.10.2** - Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico - HCC, firmado em 27/04/2010.

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico; elaboração do projeto executivo; construção civil; montagem eletromecânica;

interligações e comissionamento (preservação, condicionamento, testes, pré-operação, partida e à operação assistida) da Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico (U-2400) incluindo a Subestação Elétrica Unitária (SE-2400).

Contratado: ALUSA Engenharia Ltda.

Valor inicial: R\$ 1.460.859.527,26.

- **0800.0056801.10.2** Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo - DAV (U2100); Subestações Elétricas Unitárias (SE2100), firmado em 19/04/2010.

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica, interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U2100); Subestações Elétricas Unitárias (SE2100).

Contratado: Consórcio SPE (SKANSKA, PROMON e ENGEVIX).

Valor inicial: R\$ 1.115.000.000,00.

- **0800.0057282.10.2** - Unidade de Coqueamento Retardado (U2200), Pátio de Manuseio e Armazenamento de Coque (U6821) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2200 e SE6821), firmado em 10/05/2010.

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do

projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica, interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da Unidade de Coqueamento Retardado (U2200), Pátio de Manuseio e Armazenamento de Coque (U6821) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2200 e SE6821).

Contratado: Consórcio TECHINT - ANDRADE GUTIERREZ (TE-AG).

Valor inicial: R\$ 1.938.191.350,00.

Irregularidade: contratação irregular por dispensa ou inexigibilidade.

Descrição dos fatos

(A descrição completa dos fatos, encontra-se no relatório de auditoria, Processo TC 9.834/2010-9, peça 2, pgs. 12 a 22, a disposição da CPI da PETROBRAS)

Trata-se de análise efetuada pela equipe de fiscalização do procedimento licitatório (convite) referente ao Contrato nº 0800.0057282.10.2 (Unidade de Coqueamento Retardado - Coque). A citada contratação direta, apesar de ter sido antecedida de dois convites que apresentaram propostas acima dos valores máximos estimados pela Petrobras, foi precedida de alterações, resultando em uma redução da proposta negociada em **R\$ 549.823.050,00**, sem demonstração da manutenção das condições anteriormente licitadas, o que configura grave afronta ao princípio da isonomia.

Observa-se que a referida hipótese de negociação possui respaldo no dispositivo 2.1, "e", do Decreto nº 2.745/98, sendo autorizada quando as propostas da licitação anterior consignarem preços manifestamente superiores aos praticados no mercado, ou incompatíveis com os fixados pelos órgãos estatais incumbidos do controle oficial de preços.

Ressalta-se que, não obstante a aderência da negociação à situação ocorrida, a aplicação de tal dispositivo exige que sejam mantidas as condições inicialmente estabelecidas para a licitação fracassada, fato não comprovado no caso em análise. Essa exigência advém do fato de que, se alteradas as condições inicialmente estabelecidas, haveria a possibilidade de as propostas ofertadas pelos licitantes terem sido mais vantajosas que as inicialmente apresentadas, inclusive menores do que a proposta contratada apresentada após a negociação. (*grifou-se*)

Segue-se a exposição das significativas mudanças observadas na contratação da Unidade de Coqueamento Retardado. Quanto à relevância das alterações, conforme consta no relatório da Comissão de Negociação (equipe responsável por tal contratação), totalizou-se uma redução de **R\$ 549.823.050,00** na proposta do licitante que apresentou o menor preço no 2º Convite, isto é, 21,75% da proposta original. Vale ressaltar, mais uma vez, que tal redução não decorreu exclusivamente de desconto oferecido pela licitante nos preços apresentados, mas, em grande parte, de alteração das condições licitadas, o que levou à redução de custos para a empresa licitante. (*Grifou-se*)

A Ata de Reunião do dia 26/02/2010 (Anexo 2, Volume 2, folhas 466 a 467) apresenta uma tabela com o resumo dessa redução, decorrente das alterações das condições inicialmente estabelecidas no instrumento convocatório:

- (a) quanto à garantia das quantidades determinadas => **R\$ 150 MILHÕES;**
- (b) relativo ao fluxo de caixa neutro => **R\$ 59 MILHÕES;**
- (c) a redução de porcentagem de multas contratuais => **R\$ 22 MILHÕES;**
- (d) o fornecimento pela PETROBRAS de "saca-feixe" para abertura e fechamento de trocadores => **R\$ 5 MILHÕES;**
- (e) o fornecimento pela Petrobras de água e energia a partir do 8º mês => **R\$ 3 MILHÕES;**
- (f) a antecipação da AS-02 (Autorização de serviço 2) => **R\$ 10 MILHÕES;**
- (g) quanto aos conversores de frequência => **R\$ 649.400,00;**
- (h) as reduções diversas do Consórcio (risco, contingência, produtividade, salários) => **R\$ 278 MILHÕES;** e
- (i) o desconto comercial => **R\$ 19.173.650,00.**

Além disso, verificam-se algumas inconsistências nos itens e valores apontados, conforme consubstanciado no próprio relatório da Comissão de negociação, de 04 de março de 2010, que, entre outros apontamentos, relativamente ao fornecimento da ferramenta "saca-feixe", esclarece que o custo da ferramenta é de **R\$ 338 MIL** e que o desconto decorrente do seu fornecimento pela PETROBRAS é de **R\$ 5 MILHÕES**.

Destaca-se ainda que a possibilidade de afronta ao princípio da isonomia foi apontada pelo Parecer Jurídico da Companhia de nº 4.331/10: *"É inquestionável, portanto, que o Consórcio estará com uma condição diferenciada daquela disposta na licitação para executar esta contratação, na medida em que com a inclusão da garantia para novos itens, houve redução do risco da contratada, com repasse desse mesmo*

risco para a Petrobras, pois se no curso do contrato houver uma majoração significativa de um item que agora está garantido, este ônus será da PETROBRAS". O relatório ainda alerta os gestores sobre a possibilidade de auditorias questionarem a contratação direta, argumentando que houve favorecimento ao Consórcio.

No mesmo Parecer Jurídico (página 11/13) a assessoria jurídica da entidade esclarece a condição para que a contratação não tenha óbice jurídico: a manutenção substancial das mesmas condições de contratação observadas na licitação frustrada. Nesse sentido, é apresentada ao gestor a possibilidade de a contratação não ofender o ordenamento jurídico, caso haja segurança, do ponto de vista técnico, que as alterações realizadas não privilegiam a empresa contratada, ou seja, se forem pouco significativas para alterar a ordem de classificação, ou para tornar o objeto mais atrativo.

Observação:

O processo em questão, que trata também de consistentes indícios de **sobrepço**, encontra-se ainda em aberto no TCU. Foi solicitada audiência dos responsáveis pela contratação para que justifiquem os indícios de irregularidades acima apontados. Novos fatos que vem sendo trazido a luz pela Operação LAVA JATO da Polícia Federal podem requerer o aprofundamento ou revisões nas análises das situações relatadas para que se possa concluir o processo adequadamente.

Refinaria - COMPERJ IRREGULARIDADE 4 de 4

Processo TC 9.834/2010-9

Trata-se de auditoria realizada no PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME (mais especificamente no COMPERJ), no período compreendido entre 12/04/2010 e 11/06/2010 com o objetivo de fiscalizar as obras

industriais das Unidades de Destilação Atmosférica a Vácuo, de Hidrocraqueamento Catalítico e de Coqueamento Retardado.

Contratos relacionados:

- **0858.0056936.10.2** - Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico - HCC, firmado em 27/04/2010.

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico; elaboração do projeto executivo; construção civil; montagem eletromecânica; interligações e comissionamento (preservação, condicionamento, testes, pré-operação, partida e à operação assistida) da Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico (U-2400) incluindo a Subestação Elétrica Unitária (SE-2400).

Contratado: ALUSA Engenharia Ltda.

Valor inicial: R\$ 1.460.859.527,26.

- **0800.0056801.10.2** Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo - DAV (U2100); Subestações Elétricas Unitárias (SE2100), firmado em 19/04/2010.

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica, interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U2100); Subestações Elétricas Unitárias (SE2100).

Contratado: Consórcio SPE (SKANSKA, PROMON e ENGEVIX).

Valor inicial: R\$ 1.115.000.000,00.

- **0800.0057282.10.2** - Unidade de Coqueamento Retardado (U2200), Pátio de Manuseio e Armazenamento de Coque (U6821) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2200 e SE6821), firmado em 10/05/2010.

Objeto: Fornecimento de bens e prestação de serviços relativos à análise de consistência do projeto básico, elaboração do projeto executivo, construção civil, montagem eletromecânica, interligações e comissionamento (condicionamento, testes, apoio à pré-operação e à operação assistida) da Unidade de Coqueamento Retardado (U2200), Pátio de Manuseio e Armazenamento de Coque (U6821) e Subestações Elétricas Unitárias (SE2200 e SE6821).

Contratado: Consórcio TECHINT - ANDRADE GUTIERREZ (TE-AG).

Valor inicial: R\$ 1.938.191.350,00.

Irregularidade: sobrepreço decorrente de preços excessivos frente ao mercado.

Descrição dos fatos

(A descrição completa dos fatos, incluindo a planilha demonstrativa dos cálculos do sobrepreço encontra-se no relatório de auditoria e respectivos anexos, Processo TC 9.834/2010-9, peça 2, pgs. 12 a 22, a disposição da CPI da PETROBRAS).

Trata-se de análise efetuada nos Contratos nº 0858.0056936.10.2 (Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico - HCC), nº 0800.0056801.10.2 (Unidade de Destilação Atmosférica à Vácuo - DAV) e nº 0800.0057282.10.2 (Unidade de Coqueamento Retardado - Coque), destinada à avaliação dos preços pactuados. Observa-se que a citada análise constatou um **sobrep preço**, a partir de metodologia conservadora, total no valor de R\$ 596.693.148,59, sendo **R\$ 241.281.730,47** relativo à unidade DAV (sobrep preço de 18,85%) e R\$ 355.411.418,12 relativo à unidade Coque (sobrep preço de 18,34%).

Aplicando-se a mesma metodologia, para o contrato relativo à unidade HCC não foi caracterizado **sobrep preço**. Preliminarmente, serão apontadas algumas características dos contratos em análise, a fim de que sejam apresentadas as premissas utilizadas pela equipe de auditoria no cálculo do **sobrep preço**.

A primeira característica a ser apontada é a existência de itens com quantidades garantidas, tendo, como consequência, a redução do risco a ser suportado pelo contratado. Nos referidos contratos, além do disposto ao longo do termo contratual, há um anexo específico que trata do "*Procedimento para ajuste das quantidades determinadas*", cada qual com um Adendo dispondo sobre quais itens teriam quantidades asseguradas pela Petrobras. É importante destacar que tais itens abrangem tanto o fornecimento de material como, em certos casos, a mão de obra destinada à aplicação desses materiais. Frise-se que os mencionados itens são materialmente relevantes no orçamento estimativo da PETROBRAS.

Além da mencionada característica, qual seja a previsão de itens com quantidades garantidas, observa-se que a PETROBRAS adota normas internacionais de engenharia de custo, que resultam na aceitabilidade das propostas em uma faixa de variação de seu orçamento estimativo. As mencionadas normas foram incorporadas aos normativos

internos da Companhia por meio do Procedimento Geral intitulado PG-12-SL/ECP-001 (procedimento que visa fornecer orientações para execução da Estimativa de Custos de Investimento). Com relação à aplicabilidade das referidas normas, destaca-se que, para os contratos em análise, foi utilizada pela Companhia uma faixa de precisão provável de -15% a +20%, considerando-se, segundo tais normas, exequíveis as propostas que apresentassem valores globais superiores em 20% ao valor estimado e 15% inferiores a esse mesmo referencial.

Convém ressaltar que a adoção da faixa de variabilidade de -15% a +20% se trata de um critério de aceitabilidade de preço global que não encontra respaldo nas normas brasileiras, quer seja na Lei nº 8.666/1993, no Decreto nº 2.745/1998 ou mesmo nas Leis de Diretrizes Orçamentárias do ano da contratação. Ao contrário disso, as Leis nº 11.768/2008 e 12.017/2009 determinaram, em seus artigos 109 e 112, respectivamente, que os custos unitários de insumos ou serviços fossem iguais ou menores que a mediana de seus correspondentes no Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da construção Civil (SINAPI) - ou outras tabelas de referência formalmente aprovadas - e que somente em condições especiais, devidamente justificadas em relatório técnico circunstanciado, elaborado por profissional habilitado e aprovado pela autoridade competente, poderiam os respectivos custos unitários exceder o limite fixado, sem prejuízo da avaliação dos órgãos de controle interno e externo.

Mesmo o PLDO-2011 (PLDO nº 4/2010-CN, art. 127) prevê que esses critérios devam ser observados, excetuando apenas os itens de montagem industrial ou que não possam ser considerados como construção civil.

Com efeito, apresentadas as características dos contratos em evidência, seguem resumidamente as premissas (principais) utilizadas

pela equipe de auditoria para a quantificação do **sobreprego** apontado: (grifou-se)

(a) custos adotados pela auditada para mão de obra indireta: procedeu-se análise das planilhas tomando-se como Referência a tabela Data Folha (novembro/2009) e analisando-se uma amostra de aproximadamente 80% do valor correspondente às planilhas da auditada para esse item;

(b) custos adotados pela auditada para atratividade da mão de obra: considerou-se que a adoção de taxa de atratividade para os contratos em evidência não tem razoabilidade (obra localizada a poucos minutos do Centro do Rio de Janeiro) e procedeu-se a quantificação da parcela referente a essa taxa, além dos encargos sociais a ela correspondentes (destaca-se que não foram levantados todos os custos referentes a essa parcela para todos os contratos);

c) custos adotados pela auditada para transporte de mão de obra: foi realizada uma análise das planilhas tomando-se como Referência tabela do Cadterc (volume 4 a partir da p. 48), assumindo como percorridos, em média, 1.980 quilômetros mensais por cada veículo;

d) BDIs adotados pela auditada: a partir dos valores que compõem os BDI's dos três contratos analisados procedeu-se a avaliação dos itens que compõem cada um dos BDI's (projeto, serviço construção civil, serviço montagem, fornecimento de bens) de cada contrato e definiram-se BDI's padrões para as contratações em destaque considerando as particularidades das citadas obras (as mitigações dos riscos, a administração local, o vulto, dentre outras);

e) bens tagueados (aqueles identificados individualmente dentro de uma planta industrial): considerou-se inapropriada a aplicação da margem de imprecisão de -15% e +20% para os quantitativos dos bens tagueados, uma vez que tais bens são devidamente levantados na fase FEL3 (fase do processo de estimativa de custos em que há um elevado nível de precisão do projeto) e pelo fato de serem a base dos fluxogramas (de processo, de utilidades, de tubulação e de instrumentação), de sorte que a alteração desses equipamentos e instrumentos pressupõe a alteração do objeto contratado (aditivos contratuais);

f) itens com quantidades garantidas: considerou-se inapropriada a aplicação da margem de imprecisão de -15% e +20% para os itens com quantidades garantidas, uma vez que tais itens, apesar de poderem sofrer alterações de seus quantitativos na fase final de definição dos desenhos, têm suas quantidades remuneradas, em última análise, por preço unitário (conforme define o anexo do termo contratual "Procedimento para ajuste das quantidades determinadas"), de sorte que qualquer imprecisão observada será diretamente remunerada pela diferença entre a quantidade prevista e a executada;

Por fim, considerando-se as características peculiares dos contratos analisados e as premissas elencadas, foi possível calcular um **sobrepreço** total no valor de R\$ 596.693.148,59 (Anexo 2, Volume Principal, folhas 11, 99 e 158, processo TC 9.834/2010-9), sendo **R\$ 241.281.730,47** relativo à DAV (sobrepreço de 18,85%) e **R\$ 355.411.418,12** relativo ao Coque (sobrepreço de 18,34%), conforme as planilhas de cálculo anexas.

As informações fornecidas pela auditada não permitiram a identificação pontual de todos bens tagueados e daqueles com quantidades garantidas. Pautando-se por postura conservadora, para a

análise de preços de tais itens, não se excluiu o percentual de incerteza relativo a seus quantitativos.

Nessa mesma linha, para os itens com quantidades garantidas, apenas os valores dos materiais foram analisados, mantendo-se, quando havia, o valor de mão de obra estimado pela auditada.

Posto isso, destaca-se que o **sobrep preço** de R\$ 596.693.148,59 foi calculado a partir da adequação dos orçamentos estimativos da auditada (efetuada considerando os critérios acima descritos, listados na descrição do procedimento de cálculo de **sobrep preço**), e a posterior comparação do valor máximo do orçamento ajustado (considerando para isso o valor obtido com o acréscimo de 20% na parcela que se entendeu passível de sofrer variação) com o valor efetivamente contratado. Não obstante, é relevante destacar que, a partir dos valores ajustados dos orçamentos estimativos da Petrobras, sem se considerar a variação positiva de 20%, verifica-se um potencial **sobrep preço** ainda maior, no valor de **R\$ 1.018.421.021,93** (DAV - R\$ 344.862.647,42 - 26,94%; HCC - R\$ 154.385.739,92 - 10,34%; Coque - R\$ 519.172.634,59 - 26,79%). Ressalta-se então que o **sobrep preço** por ora apontado é considerado conservador. Nesse sentido, ao se desconsiderar a faixa de variação de 20%, do orçamento estimativo da auditada, há ainda um excedente de **sobrep preço** não apontado de **R\$ 421.727.873,34**.

Observação:

O processo em questão encontra-se ainda em aberto no TCU apesar dos esforços desenvolvidos visando a sua conclusão. Há que se levar em consideração o respeito ao princípio do contraditório e da ampla defesa, dando ao auditado a oportunidade de se justificar. Entretanto, a escassez dos dados, a exemplo da falta de orçamento estimativo detalhado com quantitativos e preços unitários acompanhados das respectivas

composições de custo, dificultam ou mesmo inviabilizam uma análise conclusiva.

O TCU vem empreendendo esforços para avaliar com maior precisão os prejuízos causados ao Erário nas obras de grande vulto da Petrobras, como as que são aqui tratadas, tendo agora que levar em consideração os fatos que vem sendo trazido à luz a partir das apurações dos atos de corrupção que estão permitindo a disponibilização de novos documentos e informações.

II – REFINARIA ABREU E LIMA (RNEST)

DAS DENÚNCIAS

As negociações para a construção da REFINARIA ABREU E LIMA iniciaram-se em 2003, entre os governos do Brasil e Venezuela.

Em 2007, tiveram início os serviços de terraplenagem da refinaria, a cargo das empreiteiras CAMARGO CORRÊA, ODEBRECHT, QUEIROZ GALVÃO e GALVÃO ENGENHARIA; as primeiras obras de construção civil iniciaram-se em 2009, com os prédios administrativos e de suporte da refinaria, com a conclusão da casa de força em junho daquele ano.

No ano de 2008, foi fechado o primeiro acordo entre as empresas petrolíferas estatais PETROBRAS do Brasil, e *Petróleos de Venezuela - PDVSA*, prevendo a construção da refinaria no Brasil, no Estado de Pernambuco, que seria destinada ao refino do petróleo produzido pelos dois países. Porém, tal acordo acabou por, na prática, não se concretizar, com a desistência da participação da Venezuela sendo confirmada apenas no ano de 2013, quando a refinaria já estava bem atrasada em relação à data inicialmente prevista para sua conclusão – o ano de 2011.

Os sinais de que haveria problemas com o empreendimento começaram já em 2008, quando, no mês de outubro, o conselho de administração da PETROBRÁS *aprovou o plano básico de organização da refinaria, sem que, primeiro, houvesse sido aprovado o estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE), que somente foi proposto para aprovação, pelo Conselho de Administração, em janeiro de 2010.*

Também começaram a aparecer os primeiros indícios de irregularidades no negócio desde o ano de 2009, nos relatórios de fiscalização das obras, promovidos pelo Tribunal de Contas da União (TCU).

Com a eclosão da Operação LAVA JATO, da Polícia Federal, no ano de 2014, aumentaram grandemente as denúncias dando conta de graves irregularidades na construção da refinaria, incluindo várias notícias de superfaturamento e de formação de cartel entre as empresas envolvidas no projeto, entre as quais as empreiteiras ODEBRECHT, OAS, CAMARGO CORRÊA, QUEIROZ GALVÃO, ENGEVIX, GALVÃO ENGENHARIA, IESA, ALUSA, EGESA e seus executivos, BEM COMO CONTRA OS EMPREGADOS DA PETROBRAS: RENATO de Souza Duque (Diretor de Serviços e Engenharia), PEDRO JOSÉ BARUSCO FILHO (Gerente Executivo da Área de Serviços e Engenharia) e PAULO ROBERTO COSTA (Diretor de Abastecimento), além de diversos empregados de segundo e terceiro escalão, e por operadores responsáveis pela negociação e pagamento de propinas aos empregados da Petrobrás e a agentes públicos, mediante a contratação de falsas consultorias e emissão de notas fiscais falsas para justificativa de gastos.

DAS APURAÇÕES DE IRREGULARIDADES

Desde o ano de 2009, o Tribunal de Contas da União (TCU), em seus relatórios de fiscalização e acompanhamento de obras públicas,

manifestava sua preocupação com as irregularidades ocorrentes nas obras da Refinaria Abreu e Lima.

Em 2010, no Relatório de Fiscalização Sintético, relativo à Fiscalização nº 271/2010-3 – Processo TC 009.830/2010-3 (Refinaria Abreu e Lima), foram descritos os achados de auditoria abaixo descritos, com as observações feitas pelos auditores:

Sobrepço decorrente de preços excessivos frente ao mercado

Em análise efetuada nos contratos 0800.0053456.09-2 (Unidades de Destilação Atmosférica – UDA), 0800.0053457.90-2 (Unidades de Coqueamento Retardado – UCR), 0800.0055148.09-2 (Unidades de Hidrotratamento de Diesel, Unidades de Hidrotratamento de Nafta e Unidades de Geração de Hidrogênio – UHDT/UGH) e 0800.0057000

(Interligações – TUBOVIAS), foi constatado **sobrepço** de **R\$ 1.324.116.792,62**, que equivale a 14% em relação ao referencial de mercado. Esse **sobrepço** é materialmente relevante em relação ao valor total contratado.

“(...) Para os contratos analisados, a Petrobrás adotou um Projeto Básico no nível Fel-3, nomenclatura adotada pela Petrobrás para definição do nível de detalhamento adotado para licitação. Para esse nível de detalhamento, a PETROBRAS admite uma variação entre -15% e +20% como aceitabilidade das propostas apresentadas, em relação a sua estimativa de custos. (...) Caso fossem realizados pela PETROBRAS projetos mais detalhados antes da fase de contratação, grande parte dos riscos envolvidos nos contratos (embutidos nos preços propostos), bem como nas estimativas de custos da PETROBRAS poderiam ser minimizados, diminuindo-se a faixa de aceitabilidade das propostas, podendo ensejar contratações mais econômicas”.

“(...) observa-se que, mesmo diante das incertezas provocadas pelo projeto básico no nível adotado para a licitação (FEL-3), a Petrobrás adotou inúmeros coeficientes e premissas que tornaram os valores referenciais mais onerosos do que os referenciais de mercado, fazendo com que seus preços sejam superestimados (preço – quantidade x consumo x preço do insumo) (...)”.

“O critério -15% +20% se trata de um critério de aceitabilidade de PREÇO GLOBAL que não encontra guarida nas normas brasileiras (quer seja na Lei nº 8.666/1993, no Decreto nº 2.745/1998, ou mesmo nas Leis de Diretrizes Orçamentárias do ano da contratação ou da atual). Ao contrário disso, as Leis nºs 11.768/2008 e 12.017/2009 determinam, em seus artigos 109 e 112, respectivamente, que os CUSTOS UNITÁRIOS de insumos ou serviços sejam iguais ou menores que a mediana de seus correspondentes no Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil (SINAPI) – ou outras tabelas de referência formalmente aprovadas – e que, somente em condições especiais, devidamente justificadas em relatório técnico circunstanciado, elaborado por profissional habilitado e aprovado pela autoridade competente, poderão os respectivos CUSTOS UNITÁRIOS exceder o limite fixado, sem prejuízo da avaliação dos órgãos de controle interno e externo. Logo, o limite deve ser a própria estimativa da PETROBRÁS e, deste modo, o teto de +20% afronta diretamente os mandamentos da LDO e não deve ser aplicado nas licitações.

Ademais, também se verifica que o nível de detalhamento FEL-3 contempla um detalhamento maior, que minora as incertezas, por agregar maior confiabilidade aos projetos. Essa outra faixa é de -5% a +5% (TC 024.626/2006-4). Ante

tais constatações, a utilização da faixa de -15% a +20% se mostra injustificada até o momento”.

“(...) observam-se itens dos contratos e das estimativas de custos que não serão variáveis, como os de “bens tagueados” (com o emprego do TAG) e os itens de quantidades determinadas, previstos no anexo XXIII dos referidos contratos.

O TAG de um equipamento é só uma identificação, sucinta, normalmente um código, geralmente com letra e número, muitas vezes, apenas um número. E, claro, exclusiva, única. (...)”

“Com relação aos “bens tagueados”, tem-se que o projeto já tem especificação, para esses bens, da quantidade prevista nos projetos conceituais e nos projetos de processo, etapas anteriores à licitação. O mesmo ocorre com os “materiais com quantidades determinadas, previstos no anexo XXII dos referidos contratos (UCR, UDA, UHDT/UGH e Tubovias). (...) Portanto, para a análise da faixa de variabilidade de aceitação das propostas de preços de licitação (em especial aos valores máximos permitidos de 20%), esta equipe de auditoria considera que os valores dos bens tagueados (sem considerar a mão-de-obra associada) não são passíveis de variabilidade dos quantitativos (que influenciam no preço) e, portanto, o valor estimado pela Petrobrás para esses itens deve ser o máximo, não se admitindo variação a maior.”

Objetos nos quais o achado foi constatado:

- **Contrato 0800.0053457.09-2**, de 5/2/2010

Unidades de Craqueamento Retardado – UCR (U-21 e U-22), suas subestações e Casas de Controle, suas Seções de Tratamento Cáustico Regenerativo (U-26 e U-27)

Consórcio CAMARGO CORRÊA – CNEC

- **Contrato 0800.0053456.09-2**, de 28/1/2010

Unidades de Destilação Atmosférica – UDA (U-11 e U-12)

Consórcio RNEST – CONEST (constituído pelas empresas Odebrecht e OAS)

- **Contrato 0800.0055148.09-2**, de 9/2/2010

Unidades de Hidrotratamento de Diesel (U-31 e U-32), de Hidrotratamento de Nafta (U-33 e U-34) e de Geração de Hidrogênio (U-35 e U-36) – UHDT/UGH

Consórcio RNEST-CONEST (constituído pelas empresas Odebrecht e OAS)

- **Contrato 0800.0057000.10-2**, de 26/4/2010

Implantação das TUBOVIAS de interligações da RNEST

Consórcio CII – IPOJUCA Interligações (constituído pelas empresas QUEIROZ GALVÃO e IESA)

Causas de ocorrência do achado:

- Não cumprimento do disposto no art. 109 da LDO/2009;

- Preços dos insumos superestimados nas estimativas de custos;
- Adoção indevida da variação dos quantitativos de bens com itens fixos e quantidades determinadas.

Efeitos/consequências do achado:

- Contratação por preços superiores aos referenciais de mercado, ensejando prejuízos para a PETROBRAS (efeito potencial).

*“O prejuízo apontado como **sobrep preço** é potencial, uma vez que os contratos estão no início e existe tempo hábil para os devidos ajustes”.*

- Também a PETROBRAS, diante de tais circunstâncias, promoveu algumas auditorias internas, relativamente ao empreendimento da refinaria, e produziu relatórios de auditorias internas, apontando irregularidades e propondo a recuperação de valores de contratos com irregularidades; porém, na prática, tais auditorias produziram pouco ou nenhum resultado, como se pode ver no resumo de alguns desses relatórios, cujos achados são a seguir transcritos em resumo:

Relatório de Auditoria R-13229/2011

Selecionados 6 contratos de serviços de 3 gerências, no valor total de R\$ 10,7 BILHÕES (44,3% do valor total dos contratos vigentes em 3/2011), com faturamento de R\$ 4,2 BILHÕES (39,3% do desembolso total no mesmo período).

CONTRATO	CONSÓRCIO	GERÊNCIA	VALOR (R\$)
4600307105	CNCC	IEDACR	3.411.000.000,00
4600307284	RNEST-CONEST	IEHDT	3.190.646.503,15
4600308906	Ipojuca-Interlig	IEINTER	2.694.950.143,93
4600297526	Enfil-Veólia	IEHDT	774.000.000,00
4600326782	Alusa-CBM	IEDACR	651.760.449,82
4600313022	Confab Montagens Ltda.	IEINTER	34.606.536,12
Total selecionado			10.756.963.633,02
Total vigente no empreendimento			24.260.743.442,44

Falta de detalhamento nos demonstrativos de formação de preço (DFPs) das parcelas formadoras de preço:

Citação do Relatório de Auditoria:

“Do DFP padronizado da Engenharia (documento que compõe o Edital de Licitação), constam as seguintes orientações para atendimento pelos licitantes:

“2 – a empresa proponente deverá apresentar o DFP em conformidade com a itemização indicada nos quadros de custos. O demonstrativo deverá conter o detalhamento de todos os insumos que concorram para a formação do preço.

3 – o DFP apresentado sem o detalhamento nas partes requeridas e diferente do modelo fornecido não será aceito e estará em desconformidade com o processo

licitatório, podendo ocasionar a desqualificação do proponente. Não será aceito itens com descrição genérica do tipo “verba” ou “serviços subempreitados” (...)

Identificados nos contratos auditados:

Encargos sociais: não há detalhamento em nenhum dos contratos;

- Contrato 4600326782 (Alusa-CBM): subcontratação do projeto de detalhamento, **R\$ 14.732.892,82**;
- Contrato 4600307284 (RNEST-CONEST): serviços de engenharia especializada, **R\$ 4.622.111,76**;
- Contrato 4600297526 (Enfil-Veólia): projeto detalhado e diligenciamento de inspeção, **R\$ 19.491.406,73**; despesas adicionais de suprimento, **R\$ 9.105.130,00**

Comentários feitos pela unidade (IERNEST): as comissões de licitação encarregadas dos contratos disseram que “eventuais itens sem o detalhamento adicional sugerido pela Auditoria não prejudicaram, em hipótese alguma, a PETROBRAS e a regularidade do certame”.

Relatório de Auditoria R-9514-2011

Falta de isonomia entre licitantes devida à participação no certame de empresa que inicialmente não atendia ao critério de seleção proposto:

Em 24/3/2008, foi enviado convite a 12 empresas que atendiam aos critérios do convite nº 0482684.08-8. A empresa ALUSA **não foi convidada**, por **não atender, como outras, aos critérios estabelecidos**. (grifou-se)

Em 9/4/2008, o representante da ALUSA enviou correio eletrônico ao Gerente Executivo da Engenharia, demonstrando

interesse em participar. Após análise financeira da ALUSA e da confirmação de seu registro no cadastro da PETROBRÁS, ela foi incluída no processo, sendo enviado o convite só para ela, e não para outras empresas que não atendiam à totalidade dos critérios, mas que também poderiam prestar o serviço.

A ALUSA saiu vencedora, com o menor preço global, e foi contratada. Não foram observados os princípios de impessoalidade e igualdade.

Comentários feitos pela unidade (IERNEST): após as análises feitas, verificação da situação econômico-financeira da ALUSA, notas de desempenho em outros contratos, interesse da empresa na participação e por não ser necessária a extensão do prazo do processo, a contratação da ALUSA pelo menor preço “não feriria a objetividade, a isonomia, nem a competitividade do processo”.

Relatório de Auditoria R. 13. P. 244/2014

- Avaliação de três contratos em vigor, da IEINTER, no valor de **R\$ 4,473 BILHÕES**.

Inconsistências na definição das responsabilidades entre partes, com relação aos custos decorrentes da extensão do prazo contratual, fato que majorou o valor dos aditivos em R\$ 29,34 milhões

- **Contrato nº 4600308906** (Consórcio IPOJUCA Interligações – QUEIROZ GALVÃO e IESA Óleo e Gás).

Valor total do contrato **R\$ 3.573,53 MILHÕES**

- Em 25/10/2012, celebrou-se o Aditivo nº 10 ao contrato, tendo por objetivo a prorrogação do prazo contratual em 298 dias, com acréscimo do valor contratado em **R\$ 124.822.082,10**.
- Esse aditivo foi necessário em função do impacto causado pelas alterações de escopo contempladas nos Aditivos nºs 8 (celebrado em 24/10/2012, com inclusão e redução de serviços, acréscimo de **R\$ 149.938.706,50**) e 9 (celebrado em 25/10/2012, com inclusão de serviços e novo plano de trabalho, com metodologia alternativa de construção, acréscimo de **R\$ 385.177.644,24**).
- Foram identificadas as causas da extensão de prazo no cronograma inicial e seus respectivos atrasos, chegando-se à responsabilização de 10,5% para a Contratada e 89,5% para a PETROBRÁS.
- Na auditoria, ao se verificar a memória de cálculo disponibilizada, observou-se não ter sido computada a influência da alteração de projeto, com peso de 89 dias, de responsabilidade da contratada, além de os pesos para medir a responsabilidade da Petrobrás terem sido diferentes nos aditivos de nºs 9 e 10; com tais correções, a responsabilidade da PETROBRÁS passaria a 74,47% e a da Contratada, a 25,53%.
- Isto originou uma majoração indevida de valor contratual ao aditivo de **R\$ 20.964.412,46** que, atualizada com o índice de reajuste do contrato (1,3996), até fevereiro de 2014, alcançou **R\$ 29.341.791,68**.

- A Unidade IERNEST comentou que, realmente, não foi computada a influência do replanejamento de execução pela contratada e propôs corrigir outros parâmetros utilizados para os cálculos do aditivo, chegando a um valor atualizado, para fevereiro de 2014, de **R\$ 15.211.054,65.**
- Esse valor de desconto foi informado ao Consórcio Ipojuca Interligações (CII), em correspondência de 5/9/2014, mas já em 5/8/2014, o CII apresentou à PETROBRÁS sua discordância formal de revisão dos termos do Aditivo nº 10, já celebrado entre as partes. A questão foi, então, encaminhada para a análise do Jurídico.
- Em 23/12/2014, o Gerente da IEINTER concordou com as conclusões da Auditoria, propondo nova memória de cálculo e atualização dos valores até dezembro de 2014 (índice 1,5094), para um valor a recuperar de **R\$ 33.415.571,01.**
- Em 15/1/2015, o Jurídico manifestou ser viável à PETROBRÁS reaver o valor, por meio de uma arbitragem.
- O prazo do contrato foi encerrado em 30/1/2015, mas, como ainda não foi cumprido seu objeto (ainda em execução – 98,02% em fevereiro/2015), caberia a recuperação, inclusive com parcelamento dos valores a serem descontados do total restante para ser pago ao CII.

- Entretanto, até 9/3/2015, nenhum valor havia ainda sido recuperado do consórcio, cujas empresas, desde 8/1/2015, estão impedidas de firmar novos contratos, ou de participar de novas licitações na PETROBRÁS.

Também foi formada na PETROBRÁS, em abril de 2014 – já após o início das investigações da Operação LAVA JATO – uma Comissão Interna de Apuração (CIA) sobre a RNEST, e o Relatório das apurações foi apresentado ao Conselho de Administração da empresa, na Reunião nº 1.401, realizada em 12/12/2014. O resumo dos achados de tal relatório encontra-se descrito a seguir:

- Foram selecionados 23 contratos para análise, somando **R\$ 22,6 BILHÕES**, o que corresponde a pouco mais de 90% do valor dos 202 contratos assinados.
- Também foram analisados 324 aditivos aos 23 contratos, num total de **R\$ 4 BILHÕES**, em sua maioria decorrentes diretamente do Plano de Antecipação da Refinaria (PAR). Os aditivos são de 21,5% em média, mas foram encontrados aditivos de 65% e 108,5% superiores aos valores contratuais originais.
- Em fevereiro/2007, o ex-Diretor PAULO ROBERTO COSTA propôs a elaboração do PAR; em 8/3/2007, em menos de um mês, a Sra. VENINA VELOSA FONSECA emite o DIP AB-CR 76/2007, oficializando o plano. O PAR antecipava a operação da refinaria em um ano, e abrangia a aquisição do equipamento crítico para a unidade HDT, serviços de engenharia de pré-detalhamento, projeto

executivo e contratação de um EPC (*engineering, procurement and construction*) específico de utilidades.

- No mesmo dia 8/3/2007, a Diretoria Executiva aprova o PAR, gerando a necessidade de antecipação de atividades para implantação do projeto. A CIA não obteve evidências de retorno à Diretoria Executiva da proposta definitiva de elaboração da estratégia de contratação de equipamentos e serviços, que deveria ter ocorrido em 22/4/2007.
- Somente em março/2007 foram iniciados os projetos básicos das unidades, que deveriam ter ocorrido antes da aprovação do PAR, para a elaboração de um cronograma consistente de antecipação de projetos e orçamento realista.

Nesse conjunto de 23 contratos analisados, foram identificadas nove não-conformidades em 11 deles. São as seguintes:

- **1ª: Falta de encaminhamento à Diretoria Executiva da mudança na estratégia de contratação do EPC de utilidades (ALUSA Engenharia).** A licitação da CAFOR, ETA, ETDI e sistemas de segurança foi proposta de forma diferente da aprovada originalmente no Plano de Antecipação da Refinaria (PAR), em março/2007. Em vez de uma única licitação, houve o desmembramento em quatro licitações, o que não foi explicado nos DIPs assinados por PEDRO

JOSÉ BARUSCO FILHO e VENINA VELOSA FONSECA e encaminhados à Diretoria Executiva pelos ex-Diretores PAULO ROBERTO COSTA e RENATO DE SOUZA DUQUE.

- **2ª: Negociação de proposta após o encerramento da licitação e a respectiva aprovação da contratação pela Diretoria Executiva (ALUSA Engenharia).** Em 19/9/2008, a Diretoria Executiva aprovou a contratação da CAFOR por **R\$ 966 MILHÕES** e, na mesma data, a Sra. VENINA VELOSA FONSECA informou, por *e-mail*, que esse valor não estava compatível, encontrando-se 272 % acima do valor orçado pela Engenharia. Isso corresponde a uma majoração de **R\$ 704 MILHÕES** em relação ao orçado. Após a assinatura do contrato, foram feitas negociações de desconto com a ALUSA, em outubro e novembro/2008, mas a obtenção de novas condições comerciais deveria ter sido levada à Diretoria Executiva pelos ex-Diretores PAULO ROBERTO COSTA e RENATO DE SOUZA DUQUE, o que não ocorreu. Houve ainda aditivos de **R\$ 249,1 MILHÕES**, elevando o contrato com a ALUSA para **R\$ 1.215, 2 MILHÕES**.
- **3ª: Inclusão de empresas após o início do processo licitatório.** Essas empresas não atendiam aos critérios de seleção (4 ocorrências). Em dois casos, a vencedora não atendia ao critério de seleção (ALUSA Engenharia e EGESA Engenharia). Depoimentos afirmam que não foi solicitado parecer sobre inclusão da ALUSA,

mas houve uma determinação superior para tal procedimento. A CIA coloca, em nota, que o pedido de inclusão da ALUSA foi atendido pelo Sr. RENATO DE SOUZA DUQUE, à época Diretor de Serviços da Petrobrás, em 9/4/2008.

- **4ª: Ausência da definição dos percentuais da fórmula de reajuste no edital de licitação, ou percentuais alterados durante o processo licitatório (Consórcios CAMARGO CORREA/CNEC, ODEBRECHT/OAS, QUEIROZ GALVÃO/IESA).** A CIA identificou que os pesos históricos de mão-de-obra em construções similares da Petrobrás oscilaram entre 55% e 60% e, nos três contratos citados, os dois primeiros estão com peso de 80% e o outro, com 70%, acarretando um reajuste a maior de **R\$ 354 MILHÕES**. As justificativas para os pesos de 80% de mão-de-obra são insuficientes, pois há incorreções de diversas rubricas utilizadas como mão-de-obra.
- **5ª: Falta de inclusão de empresas em novo processo licitatório, descumprindo o Decreto 2.745/98 (Consórcios ODEBRECHT/OAS, CAMARGO CORREA/CNEC, QUEIROZ GALVÃO/IESA).** Nos processos de contratação desses consórcios, após o cancelamento do primeiro processo licitatório, não foi identificada a inclusão de novas empresas para participar do certame (contrariando o subitem 5.6.2 do Decreto 2.745/98). A submissão desses

processos de contratação à Diretoria Executiva foi efetuada pelos Srs. PEDRO JOSÉ BARUSCO FILHO, FRANCISCO PAIS, LUIZ ALBERTO GASPAR DOMINGUES, e pela Sra. VENINA VELOSA FONSECA.

- **6ª: Revisão de estimativas em função de processo licitatório com preços excessivos (Consórcios ODEBRECHT/OAS, CAMARGO CORREA/CNEC, QUEIROZ GALVÃO/IESA).** Identificado que houve reduções das estimativas prévias da PETROBRAS e das propostas das primeiras licitações para as "relicitações". Observa-se que as propostas vencedoras apresentam sempre valores próximos do limite máximo de 20% em relação às estimativas da PETROBRÁS.
- **7ª: Autorização para início de três processos licitatórios em datas anteriores à aprovação pela Diretoria Executiva (Consórcio ODEBRECHT/OAS).** Três processos licitatórios vencidos por esse consórcio foram instaurados em datas anteriores às suas respectivas aprovações pelo Diretor de Serviços, RENATO DE SOUZA DUQUE. A CIA considera como não-adequada a prática de encaminhamento à Diretoria Executiva de atos "*ad referendum*", considerando a relevância dos valores envolvidos (UDA – **R\$ 1,9 BILHÃO**, e UCR – **R\$ 3,1 BILHÕES**).

- **8ª: Falta de encaminhamento à Diretoria Executiva das alterações no modelo de contratação de EPC da RNEST (Consórcios EGESA/TKK, ODEBRECHT/OAS, QUEIROZ GALVÃO/IESA E CAMARGO CORREA/CNEC).** O Sr. CARLOS ALBERTO CARLETTO, Gerente de Integração da Gestão de Engenharia/IERNEST, solicitou ao JURÍDICO a implementação de alterações na minuta de contratação de EPC da RNEST, tais como a exclusão de marcos prorrogáveis e improrrogáveis, inclusão de garantias dos quantitativos de FEED (*front end engineering design*) e inclusão do ressarcimento dos custos decorrentes das chuvas. A CIA não encontrou evidências de aprovação pela Diretoria Executiva, conforme orientação do JURÍDICO.
- **9ª: Falta de emissão de parecer jurídico em quatro processos licitatórios (ORTENG, INVENSYS, ENGEVIX E CONSÓRCIO ENFIL/VEÓLIA).** A CIA observou a ausência de parecer jurídico quanto aos resultados das licitações, conduzidas pelo Sr. PEDRO JOSÉ BARUSCO FILHO e pela Sra. VENINA VELOSA FONSECA.

Conclusões do Relatório:

- A CIA não obteve evidência de justificativa técnica ou empresarial para elaboração do PAR, cujo objetivo seria inaugurar a refinaria em agosto/2010, ou seja, um ano antes do previsto.
- Licitações realizadas entre julho/2007 e maio/2011

tinham baixo grau de definição do projeto básico e pré-detalhamento (FEED). Em virtude disso, houve necessidade de alterações de escopo, quantitativos e especificações técnicas durante as licitações.

- Na execução do empreendimento, entre julho/2007 e julho/2014, em função das alterações citadas, houve necessidade de aditivos contratuais de prazo e escopo, acarretando aumento da ordem de **R\$ 3,979 BILHÕES**, até julho/2014, no valor do projeto.
- Dentre os 23 processos licitatórios analisados, em quatro deles houve fragilidade na seleção das empresas, devido à inclusão, durante o certame, de 13 licitantes que não atendiam aos critérios de seleção definidos.
- Não foram considerados os descontos negociados com a ALUSA Engenharia, entre setembro e novembro/2008, da ordem de **R\$ 25 MILHÕES**, após a aprovação da Diretoria Executiva.
- Houve ausência de parecer jurídico sobre o resultado de quatro processos licitatórios da RNEST, quando do encaminhamento para aprovação da Diretoria Executiva, contrariando a norma interna.
- O percentual histórico da PETROBRÁS, de 55% para mão-de-obra, nas fórmulas de reajustes contratuais, foi injustificadamente alterado para 80%, acarretando oneração de **R\$ 353 MILHÕES** sobre o valor do projeto.
- As "relicitações" deram origem a contratos assinados no topo da estimativa, ou seja, perto de 20% acima do valor de referência das estimativas da ENGENHARIA,

indicando a possibilidade de cartelização entre as empresas envolvidas, conforme declaração do ex-Diretor PAULO ROBERTO COSTA.

- O Relatório da CIA sobre a RNEST relaciona 11 pessoas responsáveis pelas não-conformidades, conforme segue: páginas 3,5, 11, 13, 14, 15 e 17/28.

[OBS.: a relação das pessoas responsáveis pelas não-conformidades não constava da ata da reunião do Conselho de Administração disponível para consulta pela CPI].

No Acórdão 3.362-49/10-P, relativo ao Processo 009.830/2010-3, anteriormente mencionado, foi determinada a formação de processos apartados para os contratos TC [003.586/2011-1](#) (UDA), TC [004.025/2011-3](#) (UCR), TC [004.038/2011-8](#) (TUBOVIAS) e TC [004.040/2011-2](#) (UHDT), que estavam sobrestados.

No Relatório e Voto do Min. BENJAMIN ZYMLER, também no Processo 009.830/2010-3 destaca-se, de suas conclusões, *in verbis*:

“IV – Conclusão

35. O presente trabalho decorreu de Despacho exarado pelo Ministro-Relator, destinando-se, especificamente, à atualização dos dados de avanço físico-financeiro e à avaliação da manutenção da classificação de IG-P atribuída aos contratos UDA, UCR, UHDT/UGH e Tubovias, todos referentes às obras de implantação da Refinaria Abreu e Lima - Rnest.

36. Das análises, concluiu-se que: (i) permanece ratificada a apreciação objeto do pronunciamento anterior da Secob-Energia, que concluiu não elididos os indícios de sobrepreço apontados nos contratos 0800.0053456.09.2 (Unidade de Destilação Atmosférica - UDA), 0800.0053457.09.2 (Unidade de Coqueamento

Retardado - UCR), 0800.0057000.10.2 (Tubovias) e 0800.0055148.09.2 (Unidade de Hidrotratamento / Geração de Hidrogênio - UHDT/UGH), com danos potenciais avaliados em R\$ 1.141.863.599,17 (à data-base de 14/12/2012); e (ii) não se afeiçoa oportuna a manutenção da classificação dos indícios de irregularidades como IG-P, em razão dos atuais avanços físicos e financeiros dos contratos.

V - Proposta de Encaminhamento

37. Por todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior encaminhamento ao gabinete do Exmo. Ministro-Relator Benjamin Zymler, com as propostas de:

reclassificar, de IG-P para IG-C, os indícios de irregularidade apontados na fiscalização dos contratos 0800.0053456.09.2 (Unidade de Destilação Atmosférica - UDA), 0800.0053457.09.2 (Unidade de Coqueamento Retardado - UCR), 0800.0057000.10.2 (Tubovias) e 0800.0055148.09.2 (Unidade de Hidrotratamento / Geração de Hidrogênio - UHDT/UGH), referentes às obras de implantação da Refinaria Abreu e Lima, nos termos do art. 93, § 1º, incisos IV e VI, da Lei 12.708, de 17/8/2012 (LDO/2013); e

ratificar o pronunciamento da Unidade Técnica disposto às Peças 72, 73 e 74, no sentido de que persistem relevantes indícios de sobrepreço não elididos nesses contratos."

É o relatório."

(...)

"41. Evidentemente, a reclassificação das irregularidades não afasta as ocorrências de sobrepreço levantadas na presente fiscalização, as quais, conforme visto,

serão objeto de estudos e medidas saneadoras complementares pela SecobEnerg.

42. Com relação ao assunto, registro que este Tribunal, por meio do subitem 9.6 do Acórdão 3.362/2010-TCU-Plenário, determinou a formação de processos apartados referentes a cada um dos contratos supramencionados para exame das audiências ora determinadas, bem como realização das demais medidas processuais que se fizerem necessárias. Por conta do subitem 9.5 do Acórdão 1.784/2011-TCU-Plenário, os referidos processos encontram-se sobrestados, até a confirmação ou não, neste processo, do sobrepreço apontado no Acórdão 3.362/2010-TCU-Plenário.

43. À vista do exposto, considerando os princípios da racionalidade administrativa e da boa organização processual e considerando que a definição quanto à inexistência ou não de sobrepreço e de seu valor exato, se for o caso, dependem da análise de circunstâncias peculiares de cada contrato, entendo adequado que a continuidade do exame da matéria se dê em cada um dos processos autuados em cumprimento ao Acórdão 3.362/2010-TCU-Plenário.

43. Com isso, julgo pertinente levantar o sobrestamento que recai sobre os processos TC 003.586/2011-1 (UDA), TC 004.025/2011-3 (UCR), TC 004.038/2011-8 (Tubovias) e TC 004.040/2011-2 (UHDT), nos termos do art. 39, § 3º, da Resolução TCU 191/2006.” (...)

No Acórdão 0572-09/13-P, o Plenário do TCU decidiu reclassificar as irregularidades graves presentes no processo, de IG-P (irregularidades graves com indicação de paralisação) para IG-C (irregularidades graves com indicação de continuidade), dado o estágio de

avanco físico dos contratos analisados; levantar o sobrestamento dos processos relativos a obras de construção de UDA, UCR, UHDT/UGH e Tubovias da RNEST, e dar continuidade ao exame dos indícios de irregularidades de “sobrepço decorrente de preços excessivos frente ao mercado” em cada um desses processos, que, até o presente momento, continuam pendentes de decisão final do Plenário do TCU.

Das conclusões e propostas

Recomendar que a PETROBRÁS promova auditorias internas de contratos referentes ao empreendimento da refinaria do Nordeste com irregularidades, propondo a recuperação de valores de contratos.

Determinar à PETROBRÁS que promova a responsabilização civil e penal de seus empregados que elaboraram o Plano de Antecipação da Refinaria (PAR) da RNEST, bem como dos membros da Diretoria Executiva que o aprovaram.

Refinaria RNEST - IRREGULARIDADE 1 de 3

- **Processo TC 006.982/2014-0**

Trata-se de fiscalização realizada na REFINARIA ABREU E LIMA S.A., no período compreendido entre 28/4/2014 e 18/6/2014.

A auditoria teve por objetivo apurar a existência de irregularidades na execução do contrato de Terraplenagem da RNEST, avaliando a suposta relação entre as falhas no ajuste e as deficiências identificadas no projeto básico do contrato de TUBOVIAS, especialmente quanto à caracterização do solo e definição da solução de fundação, em cumprimento ao item 9.8 do Acórdão 1771/2013-TCU-Plenário.

Contrato relacionado: Nº 0800.0057000.10-2

- **Objeto do contrato:** Serviços e fornecimentos necessários à implantação das TUBOVIAS de interligações da RNEST compreendendo os serviços de análise de consistência do projeto básico, projeto de detalhamento, fornecimento de materiais, fornecimento parcial de equipamentos, construção civil, montagem eletromecânica, preservação, casa de bombas, condicionamento, testes, pré-operação, partida, assistência à operação, assistência técnica e treinamentos na REFINARIA DO NORDESTE ABREU E LIMA – RNEST.
- **Contratado:** Consórcio C II - Ipojuca Interligações (Constituído Pela Empresas QUEIROZ GALVÃO e IESA)
- **Valor inicial:** R\$ 2.694.950.143,93
- **Irregularidade:** Projeto básico deficiente ou desatualizado.
- **Descrição dos fatos:** (A descrição completa dos fatos, encontra-se no relatório de auditoria, Processo TC 006.982/2014-0, peça 78, a disposição da CPI da PETROBRAS).

SITUAÇÃO ENCONTRADA

Apurou-se, que o projeto adotado na licitação das TUBOVIAS não considerou dados resultantes da execução das obras de terraplenagem (anterior à licitação das TUBOVIAS), em especial quanto à existência de grande quantidade de solos com alto potencial de expansão. Como consequência, as falhas no projeto das TUBOVIAS implicaram a necessidade de aditivos contratuais da ordem de **R\$ 689,8 MILHÕES**, além de terem provocado atrasos na conclusão das obras e prejuízos financeiros à empresa.

DAS CONSTATAÇÕES DA FISCALIZAÇÃO REALIZADA PELO TCU EM 2013 (FISCOBRAS 2013)

Durante os trabalhos de fiscalização do FISCOBRAS 2013 nas obras da RNEST (TC-006.285/2013-9), foram identificados diversos aditivos contratuais nas obras de TUBOVIAS que somavam, naquela época, **R\$ 689.766.292,59** (25,6% do valor inicialmente contratado). Constatou-se que a origem de parte destes aditivos contratuais foi a desconsideração, no projeto adotado na licitação das TUBOVIAS, da existência de grande quantidade de solo expansivo na área da RNEST, o que demandou, durante o projeto de detalhamento (após a licitação da unidade), o redimensionamento da solução de fundação prevista no projeto original.

Como relatado naqueles autos, ainda no início da fase de detalhamento do projeto básico, o consórcio responsável pela construção das TUBOVIAS anunciou que a solução de fundação prevista pela PETROBRAS para o assentamento dos dormentes de tubulação estava inadequada. Isso porque, após os ensaios adicionais realizados pelo contratado, avaliou-se que o grau de expansibilidade do terreno apontava para a necessidade de aplicação de fundações profundas (estacas) em toda a área da Refinaria.

De acordo com os termos contratuais originais, a PETROBRAS previa que o assentamento dos dormentes de tubulação seria promovido por fundação direta (sem estacas), estipulando a aplicação de estacas apenas nas regiões dos pontilhões que cruzam os leitos das TUBOVIAS. Todavia, após uma série de ensaios adicionais e pareceres consultivos solicitados pela PETROBRAS, a Estatal anuiu ao pleito do consórcio contratado, firmando o entendimento de que a solução de fundação dos dormentes deveria ser alterada, uma vez que o grau de expansibilidade do solo poderia pôr em risco as linhas de tubulação instaladas.

Para resolver tal problema, foi decidido que TODOS os dormentes das TUBOVIAS deveriam ser estaqueados, implicando acréscimos nas

quantidades de estacas da ordem de 568%. Fruto desse incremento de quantidades houve um impacto financeiro direto no contrato de **R\$ 187,9 MILHÕES** (até o aditivo n. 10).

Além dos custos diretos derivados do aumento de estacas, foi evidenciado, também naquele relatório, que as TUBOVIAS apresentavam cronograma visivelmente atrasado, parte por causa dos problemas na definição do projeto de fundação e parte em função da necessidade de reconstrução dos taludes das TUBOVIAS (construídos no escopo do contrato de terraplanagem, mas que necessitaram de reconformação por conta das chuvas de 2011). Em virtude desses atrasos, outros aditivos contratuais foram celebrados no valor de **R\$ 501,8 MILHÕES**, destinados a promover a aceleração das obras.

Diante dos problemas relacionados à caracterização do solo, naquela auditoria, levantou-se a possibilidade da existência de problemas relacionados com a execução da obra de terraplenagem, objeto do contrato n. 0800.0033808.07.2, que poderiam ter dado origem aos problemas erigidos durante a obra das TUBOVIAS. Isso porque, em outras fiscalizações, o TCU já havia identificado que alguns aditivos contratuais ao contrato de terraplenagem haviam sido firmados com o fim de corrigir inesperadas ocorrências de solos expansivos no sítio da Refinaria.

Nesse cenário, considerando que a finalidade das obras de terraplanagem seria reparar o terreno para as demais obras a serem construídas supervenientemente, surgiram dúvidas se a ocorrência dos solos expansivos deveria ter sido corrigida e ultimada na Terraplenagem e se o projeto das TUBOVIAS de fato, teria incorporado as informações geotécnicas advindas da execução da Terraplanagem.

Daquela auditoria resultou, então, o Acórdão 1771/2013-P, determinando que fosse apurada a existência de irregularidades na execução do contrato de terraplenagem, avaliando a suposta relação entre

as eventuais falhas neste contrato e as deficiências identificadas no projeto das TUBOVIAS, especialmente quanto à caracterização do solo e à definição da solução de fundação.

Feita essa breve contextualização, passa-se a expor o resultado das apurações realizadas neste ano, atinentes à identificação de solos expansivos no terreno da RNEST.

PROJETO E EXECUÇÃO DAS OBRAS DE TUBOVIAS DA RNEST

Como já narrado, durante o FISCOBRAS 2013, evidenciou-se que o contrato de construção das TUBOVIAS havia sido objeto de aditivos contratuais decorrentes de problemas relacionados à caracterização do solo e definição do tipo de fundação a ser adotada. Na presente fiscalização, aprofundando a matéria, foi constatado que os aditivos celebrados decorrem de problemas no projeto das TUBOVIAS e de falhas na execução do contrato de terraplanagem.

Conforme já demonstrado, durante a execução das obras de terraplenagem constatou-se a existência de solo expansivo em toda a área da RNEST, sendo que em fev/2008, dois anos antes da contratação das TUBOVIAS, relatório da empresa GEOTECH, disponível à PETROBRAS, já apontava que 63% dos solos da Refinaria eram muito expansivos.

Além do aludido relatório, outros pareceres consultivos da mesma época, desenvolvidos durante a execução das obras de terraplanagem, apontavam que cuidados específicos deveriam ser adotados nas obras leves, em especial nas TUBOVIAS, visto que essas estariam assentes em diferentes tipos de solos (aterros expansivos, aterros não expansivos, transição aterro-corte, corte expansivo e corte não expansivo). Além da preocupação com as estruturas leves, os mesmos pareceres mencionavam a necessidade de tratamento especial dos taludes que, em razão da

característica de alta expansão do terreno, poderiam desmoronar ante a incidência de chuvas mais fortes.

Mais ainda, com o desenrolar das obras de terraplanagem, verificou-se que as especificações desejáveis para os aterros compactados não poderiam ser atingidas, não se assegurando o grau de expansibilidade menor que 4% previsto originariamente.

Todas essas informações, de grande valia para o desenvolvimento do projeto de estruturas leves, indicavam a necessidade de correção do solo nas áreas dos leitos das TUBOVIAS ou a necessidade de execução de fundações profundas para suporte das suas estruturas. De qualquer modo, alguma consideração deveria ter sido empreendida quando da elaboração do projeto destas estruturas.

Entretanto, nesta auditoria, ao se avaliar os documentos que subsidiaram a licitação das TUBOVIAS, apurou-se que os dados resultantes da execução da terraplanagem não foram incorporados ao projeto, em especial quanto à existência de grande quantidade de solos expansivos e a consequente necessidade de cuidado especial com estruturas leves. Pelo contrário, observou-se que projeto adotado na licitação das TUBOVIAS foi desenvolvido sobre resultados de estudos geotécnicos anteriores à execução da terraplanagem, quando não se tinha conhecimento da existência de solos com alto grau de expansão na RNEST.

Ao se examinar amiúde o projeto de TUBOVIAS, avaliou-se que a PETROBRAS não estabeleceu explicitamente o tipo de fundação a ser utilizado para o assentamento dos dormentes de apoio. De acordo com o memorial descritivo do convite, a definição quanto ao tipo de solução de fundação a ser adotada seria de escolha da empresa que viesse a ser contratada, a quem competiria desenvolver o projeto executivo da obra. Consultando-se os documentos do projeto licitado de TUBOVIAS, percebe-se que não há qualquer desenho de fundação, mas tão somente

diagramas de linhas de tubulação com a localização das travessias de áreas de conexão.

Todavia, ao se consultar o anexo de quantidades determinadas (QD) do memorial descritivo, replicado para o contrato celebrado, observa-se que a Petrobras quantificou a inclusão de estacas apenas nas áreas de pontilhões (pontes que cruzam os leitos das TUBOVIAS), o que se permitia inferir que, para o assentamento dos dormentes de apoio, não era prevista a aplicação de fundação profunda por meio de estacas. Esta informação é corroborada pelas estimativas de custo da Companhia, na qual há previsão clara de que o assentamento dos dormentes seria feito com apoio direto sobre o solo. Conforme será adiante informado, esse parece ter sido o motivo pelo qual a Estatal não aceitou, inicialmente, a proposta da contratada de inclusão de estacas como solução para as fundações dos dormentes.

Portanto, apesar de prever assentamento direto dos dormentes sobre o solo, tal fato não foi disposto claramente no processo licitatório, tendo sido motivo, inclusive, de questionamentos por parte dos licitantes. Ademais, parece ter havido, também, carência de informações objetivas sobre a caracterização do terreno, conforme ilustram as transcrições, a seguir (Carta Circular n. 01 - EV 31):

- **Pergunta 001** - Não estamos considerando a necessidade de remoção total ou parcial de solos mole, expansivos ou rochas para a execução dos serviços escopo deste convite. Solicitamos confirmar entendimento.

Resposta 001 - A remoção de solos moles, solos expansivos ou rocha não constitui uma premissa obrigatória do projeto, mas a licitante deverá considerar que a ocorrência desses materiais, quando for o caso, deverá ser considerada no projeto e execução das fundações das estruturas, suportações, undergrounds e demais instalações de sua responsabilidade.

- **Pergunta 002** - Em função dos documentos recebidos não gerarem dados suficientemente consistentes, estamos considerando que o solo onde serão assentados os dormentes nas TUBOVIAS, pontilhões e demais estruturas objeto deste convite, tem capacidade de suporte maior ou igual a 1,0 kg/cm².

Solicitamos confirmar nosso entendimento.

Resposta 002 - A licitante deverá considerar que em alguns trechos, em função do perfil geotécnico local e do tipo de estrutura a ser apoiada, poderá ser necessário utilizar fundação profunda. No restante da área objeto do referido contrato, onde puder ser adotada fundação direta, a capacidade de suporte do terreno maior ou igual a 1,0 kg/cm² pode ser admitida, sendo que, nos trechos de ocorrência de solos potencialmente expansivos, a profundidade de assentamento das fundações diretas deverá ser tal que os efeitos da variação de umidade do solo nas referidas fundações sejam desprezíveis.

Constata-se, das respostas apresentadas acima, que a solução de fundação a ser adotada e a consideração da existência, ou não, de solos expansivos ficava a cargo da proponente. Tal indefinição inevitavelmente induziu as licitantes a embutir, em sua proposta de preços, imponderações relativas a possíveis soluções decorrentes de problemas de expansibilidade do terreno.

Porém, ao se analisar o contrato resultante da licitação, como já sinalizado, verifica-se que a Petrobras incluiu o item estacas como serviço de Quantidades Determinadas - QD; e, de acordo com os termos do contrato, para os itens de QD, a Companhia se comprometia a pagar todos os acréscimos que se fizessem necessários para a conclusão da obra. Em outras palavras, durante a licitação, a PETROBRAS atribuiu aos licitantes a responsabilidade de definir a solução de fundação a ser aplicada;

contudo, no contrato, estabeleceu que, caso a solução adotada envolvesse estacas, os custos adicionais seriam arcados pela Estatal.

A assinatura do contrato de TUBOVIAS (EV 25) ocorreu, finalmente, em 10/03/2010, sendo contratado o Consórcio CII - CONSÓRCIO IPOJUCA Interligações, liderado pela empresa QUEIROZ GALVÃO.

Após a assinatura do contrato, houve a emissão da Autorização de Serviços (AS), em 16/4/2010, para o início do detalhamento de projeto. Apenas quatro dias após tal emissão, a Contratada apresentou o relatório de análise de consistência de projeto indicando a presença de solo expansivo na região, que demandaria alteração da solução de fundação prevista no contrato.

Em 1/10/2010, o CONSÓRCIO CII apresentou o relatório "*RL 5290.00-6100-115-IOA-010 – Relatório conclusivo sobre ensaios de expansão em amostras deformadas e indeformadas*", apontando como melhor solução a aplicação de fundação profunda em estacas.

Mesmo tendo respondido às licitantes que caberia à contratada definir o tipo de solução a ser adotada, a PETROBRAS **não acatou** a solução apresentada pelo CONSÓRCIO CII, por julgar a proposta muito conservadora, dispendiosa e que implicaria expressiva dilatação do prazo de execução das obras.

A Estatal decidiu, então, que a solução para esse conflito seria contratar um terceiro, especialista no assunto, para auxiliar as partes na tomada de decisão. Assim, em 10/1/2012, a PETROBRAS contratou a Fundação Universidade de São Paulo - FUSP para a avaliação terminativa do tema. O estudo específico da FUSP foi finalizado em mar/2012, concluindo que o solo da região da RNEST possuía potencial de expansibilidade superior ao admitido para o projeto das TUBOVIAS. Vale registrar que essa mesma constatação já havia sido objeto de uma miríade

de pareceres consultivos, emitidos há mais de 2 anos, durante as obras de terraplanagem.

Transcreve-se, a seguir, trecho do relatório da Comissão de Negociação do Aditivo n. 3 que reflete com contundência as conclusões da FUSP a esse respeito:

“O Relatório emitido pela FUSP indica a existência de solos expansivos de elevado grau de fissuramento com deslocamento previstos de 6cm a 10cm, e como as estruturas (dormentes) só admitem deslocamentos máximos de 2cm, torna-se necessário a alteração do projeto, visando uma melhor adequação técnica aos objetivos e assim garantir a integridade da tubulação, tendo em vista que os dormentes e as tubulações não resistiriam aos deslocamentos apontados.

Ainda em 2011, antes de concluído o parecer da FUSP sobre o caso, o Consórcio contratado iniciou o estaqueamento dos dormentes de tubulação, com vistas a não comprometer o cronograma de conclusão do empreendimento. Segundo a PETROBRAS, essa ação da Contratada foi adotada por sua própria conta e risco.

Toda essa situação releva que a necessidade de estaqueamento dos dormentes já era, aparentemente, de conhecimento da empresa contratada, que entregou relatório de análise de consistência do projeto apenas quatro dias após a emissão da autorização de serviço e não hesitou em iniciar as obras de estaqueamento mesmo sem haver conclusão sobre os estudos de geotécnica demandados pela PETROBRAS.

Além disso, deve-se observar ainda que a empresa QUEIROZ GALVÃO, líder do CONSÓRCIO CII, integrou o consórcio responsável pela execução das obras de terraplenagem,

quando se tornou evidente a ocorrência de solos expansivos na região da RNEST, foram emitidos vários laudos técnicos indicando a necessidade de cuidados com estruturas leves e restou demonstrado que as tentativas de tratamento do solo, por meio de misturas, não atenderam às expectativas previstas na obra de terraplanagem.

*Como indicado, a assinatura do contrato de TUBOVIAS ocorreu em 10/03/2010. Foram registrados, até o final do período de execução desta auditoria, dezoito aditivos contratuais, sendo quatro deles envolvendo questões afetas a fundações e acelerações de cronograma (aditivos 3, 8, 9 e 10), no total de **R\$ 689.766.292,59**, ou 25,6% do valor inicial da obra. Além de acréscimos de custo, os mesmos aditivos majoraram o prazo de execução em mais de doze meses, passando a previsão de encerramento de 9/5/2013 para 25/5/2014.*

A inclusão da execução das estacas para os dormentes das TUBOVIAS foi feita, inicialmente, no Aditivo n. 3, de 18/10/2011, autorizando o estaqueamento de uma parte das estruturas. A formalização desse aditivo foi precedida pelo já citado estudo técnico da FUSP, que indicou pela necessidade de execução de fundações profundas em função da existência de solos expansivos que poderiam pôr em risco a segurança das linhas de tubulação que seriam instaladas. Houve a inclusão de novos quantitativos de estacas por meio do Aditivo n. 8, assinado em 24/10/2012, também motivado pelo mesmo relatório da FUSP, formalizando o estaqueamento de TODOS os dormentes de concreto das TUBOVIAS. Por fim, os aditivos 9 e 10, ambos assinados em 25/10/2012, destinaram-se a promover compensações de prazo em função do acréscimo de serviços não previstos, bem como acelerar o cronograma das obras.

Da assinatura do contrato, 10/3/2010, até a conclusão das negociações que definiram a solução das fundações da obra por meio de estacas, 11/5/2011, passaram-se quatorze meses que comprometeram, sobremaneira, o cronograma original da obra. Essa demora foi mapeada durante as fiscalizações do FISCOBRAS 2013, tendo sido evidenciado que as causas desse atraso foram (i) os problemas na definição da solução de fundações e (ii) a impossibilidade de se liberar as áreas para a realização dos serviços.

Em relação ao primeiro motivo de atraso (definição da solução de fundações), diante de todas as constatações já registradas neste trabalho, fica claro que seus motivos decorrem de não terem sido consideradas, no projeto das TUBOVIAS, todo o imbróglgio vivenciado durante as obras de terraplanagem, quando questões envolvendo a expansibilidade do terreno da RNEST deram azo a redefinições do projeto que, ainda assim, não lograram êxito em solucionar satisfatoriamente o problema relacionado à expansibilidade.

Quanto ao segundo motivo de atraso (impossibilidade de se liberar as áreas para a realização dos serviços), registrou-se, no FISCOBRAS 2013, que em virtude das chuvas ocorridas em 2010, ocorreram erosões dos taludes e acúmulos de material nos leitos que atrasaram a liberação das áreas de construção das TUBOVIAS. E como o escopo do contrato de terraplanagem englobava os serviços de conformação dos taludes, para o início das obras das TUBOVIAS, o Consórcio construtor precisou aguardar o refazimento dos leitos. Nesse cenário, muito embora o contrato de construção das TUBOVIAS, celebrado em mar/2010, previsse início dos trabalhos em jul/2010, as áreas de construção só começaram a ser liberadas em dez/2010, isto é, nove meses após a formalização do contrato.

Em relação a esse atraso, nas apurações deste ano, restou demonstrado que o desmoronamento dos taludes e o consequente alagamento dos leitos das TUBOVIAS eram, até certo ponto, previsíveis, já tendo sido, inclusive, objeto de alertas específicos emitidos durante as obras de terraplanagem. Mas, a despeito das sinalizações dos consultores, não foi tomada qualquer medida específica de preservação dos taludes, nem foi adotada qualquer solução de drenagem pluvial transitória entre o término do contrato de terraplanagem e a mobilização do contrato das TUBOVIAS.

Todo esse contexto leva a crer que a necessidade de aceleração do cronograma e consequente incremento nos custos da obra foram ocasionados por falhas no projeto e no gerenciamento de informações das obras de terraplanagem e de TUBOVIAS.

Por fim, vale trazer à baila que até mesmo a isonomia da licitação das TUBOVIAS pode ter sido prejudicada, visto que as ocorrências relativas às obras de terraplanagem deveriam ter sido passadas aos demais licitantes, fato que não ocorreu, conforme se verifica nas respostas da PETROBRAS acima transcritas. Inobstante tal constatação, não fez parte do escopo da auditoria a apuração de eventual favorecimento, mesmo que não intencional, à empresa QUEIROZ GALVÃO, pela detenção de informações privilegiadas.

Refinaria RNEST - IRREGULARIDADE 2 de 3

Processo TC 7.318/2011-1

Trata-se de auditoria realizada no PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME, no período compreendido entre 28/3/2011 e 8/7/2011.

A presente auditoria teve por objetivo fiscalizar as obras de Construção da REFINARIA ABREU E LIMA em Ipojuca (PE).

Contratos relacionados: 0800.0055153.09-2

- **Objeto do Contrato:** Serviços e fornecimentos necessários à implantação dos dutos de recebimento e expedição de produtos da RNEST, compreendendo análise de consistência do projeto básico, projeto de detalhamento, fornecimento de materiais, fornecimento de equipamentos, construção civil, instalações elétricas, montagem eletromecânica, preservação, condicionamento, testes, apoio à pré-operação e operação assistida, na REFINARIA DO NORDESTE - ABREU E LIMA - RNEST, no município de Ipojuca/PE., Conduto - Companhia Nacional de Dutos. Firmado em 4/1/2010.
- **Contratado:** Consórcio CONDUTO-EGESA
- **Valor inicial: R\$ 649.950.831,20.**
- **Irregularidade:** sobrepreço decorrente de preços excessivos frente ao mercado.

Descrição dos fatos

(A descrição completa dos fatos, encontra-se no relatório de auditoria, Processo TC 7.318/2011-1, peça 103, a disposição da CPI da PETROBRAS).

A análise dos preços do contrato com o Consórcio CONDUTO-EGESA, firmado no valor de **R\$ 639.950.831,20** (mais R\$ 10 MILHÕES para ressarcimento de paralisações decorrentes de chuvas), resultou na constatação de **sobrepreço** total de **R\$ 123.981.036,29**, que corresponde a 24,03% do valor contratual.

Foi analisada uma amostra referente a **R\$ 448.008.029,51** (82,31%) do valor contratado. Em relação ao valor da amostra, o **sobrepçoço** corresponde a 27,67%. A Tabela 1, apresentada ao final do achado, resume a análise dos preços.

I Metodologia utilizada no cálculo de sobrepçoço

A apuração do **sobrepçoço** acima apontado envolveu duas questões: (1) análise da possibilidade de aplicação da faixa de aceitabilidade (-15% a +20%) das propostas; e (2) análise dos preços de insumos e índices utilizados na estimativa da PETROBRAS.

I.1 - Análise da possibilidade de aplicação da faixa de aceitabilidade

I.1.1 - Significado da faixa de aceitabilidade:

A PETROBRAS licitou a obra de dutos tendo em mãos um projeto básico no nível Classe 2 (FEL-3 ou contratação), o que é habitual na estatal. Para esse nível de detalhamento, a Petrobras vem admitindo que os valores das propostas se situem numa faixa de -15% a +20% do valor estimado para a obra. São desclassificadas as propostas menores que 85% da estimativa (inexequíveis) e maiores que 120% da estimativa (**sobrepçoço**).

O limite inferior é justificado sob a alegação de que a PETROBRAS não pode correr riscos desnecessários de ter uma obra paralisada ou executada com nível de qualidade baixo. Não fosse pelo fato de a PETROBRAS só licitar obras na modalidade convite (que exclui eventuais "aventureiros"), esse limite inferior poderia ser justificável. Esse assunto está em análise no âmbito do TC 029.5452009-1.

O limite superior é justificado com base na norma internacional AACE NR 18R-97, que foi incorporada aos procedimentos da PETROBRAS (PG-12 -SL/ECP-001, Rev.G) de um modo peculiar. De acordo com a norma internacional, uma vez estimado um projeto em nível Classe 2, o administrador deve reservar um orçamento até 20% maior para executar o empreendimento - pois, há 90% de certeza que esse valor será suficiente para executar todo o empreendimento. A norma da AACE também afirma que a obra pode sair até 15% mais barata que o estimado. Daí o limite inferior estabelecido pela PETROBRAS.

O entendimento esposado pela Petrobras em diversos processos do TCU é um pouco diferente: a estatal afirma que, se o projeto está em nível Classe 2, a faixa de aceitabilidade das propostas deve-se situar entre -15% e +20%. É como se a PETROBRAS admitisse que seus administradores transferissem para a contratada todo o orçamento reservado para a obra.

Apesar de, em primeira análise, não encontrar respaldo na legislação pertinente, a equipe não vislumbra prejuízo ao erário se: (1) a contratação fosse em regime de empreitada por preço global e não houvesse qualquer possibilidade de aditivos contratuais para aumento de valor, nem os 25% previstos no Decreto nº 2.745/98; e (2) a contratada assumisse todo e qualquer risco do empreendimento. Caso contrário, a Petrobras deveria reservar o orçamento extra de 20% para cobrir eventuais aditivos.

Contratando com 20% de acréscimo em relação à estimativa, a Petrobras deveria transferir não só o orçamento extra da obra mas também a responsabilidade por concluí-la

no prazo e com a qualidade prevista sem a necessidade de qualquer outro aporte financeiro no empreendimento. Se parte da responsabilidade não é transferida, da mesma forma parte do orçamento não pode ser transferida. Se nenhuma responsabilidade por fatos supervenientes é transferida à contratada, então o limite de contratação deve ser o valor estimado, pois os riscos assumidos pela contratada são apenas os riscos comuns de qualquer empresário - e esses riscos já estão no valor da estimativa ou da proposta da licitante.

Os riscos comuns do empresário são embutidos em dois locais da estimativa (ou da proposta do licitante). O local mais visível é no BDI, sob o título "taxa de risco" ou "contingências". Ainda no BDI, outro item que reflete despesa relativa à assunção de risco é o item "seguros" ou "seguros e garantias".

O local menos visível em que se colocam elementos de risco na estimativa (ou na proposta) é na formação dos preços unitários ou na estimativa de quantidades. No cálculo de equipamentos, por exemplo, é comum, a título de "contingências", adicionar 5% ao preço que é apresentado na cotação formal de um fornecedor (Spranger, M., Conforto, S. "Estimativas de Custos de Investimentos para Empreendimentos industriais". Rio de Janeiro: Taba, 2ed., p. 280). Esse índice só aparece quando o estimador "abre" seus cálculos, apresentando a composição de custos do equipamento.

Outro exemplo que se pode mencionar de incorporação de riscos em locais menos visíveis da estimativa (ou proposta) é o caso do cálculo do custo de mão de obra. Se o estimador

leva em consideração algum tipo de "taxa extra" de improdutividade - improdutividade além daquela que está embutida no índice de produtividade do serviço, então temos uma parcela de risco oculta na quantidade ou no preço unitário.

Outros exemplos poderiam ser mencionados, mas o que importa no momento é demonstrar que a faixa de aceitabilidade não guarda relação com os riscos da execução dos serviços em si, mas sim com o potencial dispêndio global que a contratada terá com a implementação do empreendimento. O orçamento correspondente à margem superior de aceitabilidade (os 20% que ultrapassam a estimativa) deve ficar nas mãos de quem assume os riscos de a obra restar incompleta ou com qualidade inferior à esperada - mesmo que o projeto seja executado com perfeição. Assim, se o contratado não assume tais riscos, a contratação não pode se dar com preço além do valor estimado.

II.1.2 - Inaplicabilidade da faixa de aceitabilidade na licitação dos Dutos

Na medida em que o contrato tem como regime empreitada a preços unitários, bem como em função de ter sido considerado riscos na estimativa de custos da Petrobras, entende-se que não deve ser aplicada a faixa de aceitabilidade de preços conforme a seguir demonstrado.

De acordo com o item 5.4.5 do Manual de Procedimentos Contratuais, os contratos da PETROBRAS admitem aditivos para o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato. “5.4.5 - Serão admitidos aditivos para realinhamento de preços em razão de

desequilíbrio da equação econômico-financeira de formação dos preços contratuais.”

A cláusula 9.3 do contrato confirma essa regra do Manual e retira qualquer responsabilidade da contratada por eventos imprevistos ou previstos, mas de consequências que eram incalculáveis à época da celebração do contrato, dispondo que a PETROBRAS deve suportar os aumentos de custos de decorrentes de tais fatos.

Se houver elevação de tributos incidentes sobre os serviços da contratada, quem arcará com as despesas será a PETROBRAS, conforme disposto na cláusula 5.2 do contrato: “5.2 - Se durante o prazo de vigência do CONTRATO ocorrer a criação de novos tributos, alteração de alíquotas e/ou alteração de base de cálculo que venham a majorar, comprovadamente, o ônus da CONTRATADA, o preço originariamente acordado será aumentado proporcionalmente à majoração ocorrida.”

Se ocorrerem chuvas que não afetam marcos temporais relevantes, a contratada ganhará prazo maior para execução dos serviços, e a Petrobras pagará pelos custos indiretos que decorrerem da prorrogação contratual. Se marcos improrrogáveis forem comprometidos, a PETROBRAS pagará pelos custos adicionais incorridos pela contratada, conforme cláusula 4.10 do contrato.

O regime de execução do contrato é o de empreitada por preço unitário, ou seja, havendo necessidade de aumentar as quantidades contratadas, a Petrobras deve pagar por esses acréscimos.

O contrato de dutos foi celebrado sob a égide do Decreto nº 2.745/98, que prevê no item 7.2, alíneas a e b, a possibilidade de

alterações qualitativas e quantitativas do contrato. Na cláusula 4.6, o contrato reforça essa possibilidade, prevendo expressamente a obrigação de a PETROBRAS arcar com os aumentos de custos em razão da inclusão de novos serviços.

Na avaliação do custo total de mão de obra direta, a PETROBRAS acrescentou um percentual extra de improdutividade de 35% na MOD. Nos demais contratos analisados na RNEST, esse índice é zero.

Esse acréscimo corresponde a um aumento de R\$ 9.266.676,39 na estimativa, ou seja, mais 1,70% para cobrir risco de improdutividade dos operários. Somando aos 2,81% já incluídos na estimativa a título de contingências, riscos e seguros, tem-se que a Petrobras incluiu 4,51% de risco em sua estimativa considerando apenas os itens acima mencionados (como se disse, há outros itens em que os estimadores embutem riscos). Por fim, vale notar que 4,51% é mais que o dobro do máximo e 4,6 vezes a média prevista para taxa de risco no Acórdão nº 325/2009-P.

Diante do exposto, conclui-se que, por mais delicado que seja o serviço de montagem de dutos, não se justifica o fato de a PETROBRAS admitir a contratação por preço 20% superior ao estimado, sabendo-se que sua estimativa já contém um percentual elevado (4,51%) de contingências, que o contrato é de empreitada por preço unitário, e suas cláusulas estabelecem que cabe à PETROBRAS arcar com despesas extras e não à contratada.

II.2 - Análise dos preços de insumos e índices utilizados na estimativa da Petrobras

II.2.1 Correção da estimativa da PETROBRAS

A amostra total analisada abrangeu 82,14% da estimativa de custos da PETROBRAS e contemplou a análise de oito conjuntos,

chegando-se à conclusão que a estimativa da PETROBRAS deveria ser ajustada em -5,26% (ver tabela 2). Observa-se que o **sobrepço** (24,03%) foi calculado com base na redução de 5,26% no valor da estimativa de custos da PETROBRAS, bem como no expurgo do acréscimo de 20% aplicado pela estatal, a título de imprecisão de orçamento, conforme explicado anteriormente (faixa de aceitabilidade).

I.3 - Conclusão

Do exposto acima, verifica-se que, referente ao contrato de DUTOS, houve **sobrepço** total de **R\$ 123.981.036,29**, correspondente a 24,03% do valor contratual, firmado no valor de R\$ 639.950.831,20 (mais R\$ 10 MILHÕES para ressarcimento de paralisações decorrentes de chuvas).

Observação:

O processo em questão encontra-se ainda em aberto no TCU apesar dos esforços desenvolvidos visando a sua conclusão. Há que se levar em consideração o respeito ao princípio do contraditório e da ampla defesa, dando ao auditado a oportunidade de se justificar. Entretanto, a escassez dos dados, a exemplo da falta de orçamento estimativo detalhado com quantitativos e preços unitários acompanhados das respectivas composições de custo, dificultam ou mesmo inviabilizam uma análise conclusiva.

O TCU vem empreendendo esforços para avaliar com maior precisão os prejuízos causados ao Erário nas obras de grande vulto da Petrobras, como as que são aqui tratadas, tendo agora que levar em consideração os fatos que vem sendo trazido à luz a partir das apurações dos atos de

corrupção que estão permitindo a disponibilização de novos documentos e informações.

Importante observar ainda que o TCU não impõe sanção havendo dúvidas ou insuficiência de elementos que permitam concluir pela existência de **sobreprego**. Em muitos casos aguarda-se a obtenção dessas informações até que se possa concluir definitivamente a questão.

Refinaria RNEST - IRREGULARIDADE 3 de 3

- **Processo TC 7.318/2011-1**

Trata-se de auditoria realizada no PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME, no período compreendido entre 28/3/2011 e 8/7/2011.

A presente auditoria teve por objetivo fiscalizar as obras de Construção da REFINARIA ABREU E LIMA em Ipojuca (PE).

Contratos relacionado 0800.0055153.09-2:

- **Objeto do Contrato:** Serviços e fornecimentos necessários à implantação dos dutos de recebimento e expedição de produtos da RNEST, compreendendo análise de consistência do projeto básico, projeto de detalhamento, fornecimento de materiais, fornecimento de equipamentos, construção civil, instalações elétricas, montagem eletromecânica, preservação, condicionamento, testes, apoio à pré-operação e operação assistida, na REFINARIA DO NORDESTE - ABREU E LIMA - RNEST, no município de Ipojuca/PE., Conduto - Companhia Nacional de Dutos. Firmado em 4/1/2010.
- **Contratado:** Consórcio CONDUTO-EGESA
- **Valor inicial:** R\$ 649.950.831,20.
- **Irregularidade:** Projeto básico deficiente ou desatualizado.

Descrição dos fatos

(A descrição completa dos fatos, encontra-se no relatório de auditoria, Processo TC 7.318/2011-1, peça 103, a disposição da CPI da PETROBRAS)

Constatou-se haver incertezas explícitas no projeto básico relativo ao contrato de Dutos, configurando sua insuficiência. O **projeto básico deficiente** somado à especificação inadequada do objeto pode ter ocasionado a frustração do respectivo certame licitatório, cujo edital não permitiu ao mercado o perfeito entendimento dos trabalhos a realizar.

Agravou a situação o regime de contratação previsto no edital. Embora formalmente definido como empreitada por preços unitários, apresenta cláusulas típicas de empreitada a preço global, gerando dúvidas em relação a que serviços devam ser considerados na elaboração da proposta.

Das 16 empresas convidadas a participar do certame, apenas quatro consórcios e uma empresa apresentaram propostas, com preços que variaram entre 649 MILHÕES a 1,287 BILHÃO de reais. A estimativa da Petrobras indicava uma contratação em torno de **R\$ 550 MILHÕES** de reais, portanto, 25,42% abaixo da melhor proposta e 134,28% abaixo da proposta mais onerosa.

DO REGIME DE CONTRATAÇÃO

Quando se promove um certame licitatório, deseja-se cotejar propostas equivalentes, versando acerca da execução do mesmo objeto. Se não há definição precisa do objeto que deve ser executado, e do regime de contratação, cada licitante adota interpretação própria, o que conduz à elaboração de propostas com configurações distintas, mesmo se entregues

em formatos padronizados. Cada qual propõe um valor que corresponde a sua interpretação do edital.

O pressuposto básico para a contratação por empreitada a preços unitários é de que os itens de serviços estão perfeitamente identificados no projeto básico, de modo a permitir a precificação de acordo com suas composições de custos unitários. Vence aquele que é mais eficiente na execução de serviços bem específicos. A estratégia de execução está pré-definida; o risco e as necessidades de contingências são mínimos.

Numa empreitada por preços unitários, o projeto básico deve conter um conjunto de informações suficiente para esclarecer, de forma inequívoca, os serviços a realizar, como dispõe o item 1.3 do Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado da PETROBRAS, aprovado por meio do Decreto n.º 2.745/98:

"1.3 Nenhuma obra ou serviço será licitado sem a aprovação do projeto básico respectivo, com a definição das características, referências e demais elementos necessários ao PERFEITO ENTENDIMENTO, pelos interessados, dos trabalhos a realizar, nem contratado, sem a provisão dos recursos financeiros suficientes para sua execução e conclusão integral." (destaques acrescidos)

Não foi o que ocorreu no caso em tela. O objeto, tal como foi definido na cláusula primeira do termo do contrato, não apenas é impreciso e vago na definição da necessidade da contratação, como também explicita a imprecisão existente no projeto básico:

"O presente contrato tem por objeto a execução, sob o regime de preços unitários, pela contratada, dos serviços e fornecimentos necessários à implantação dos dutos de recebimento e expedição de produtos da RNEST, compreendendo os SERVIÇOS DE ANÁLISE DE CONSISTÊNCIA DO PROJETO BÁSICO, projeto de

detalhamento, fornecimento de materiais, fornecimento de equipamentos, construção civil, instalações elétricas, montagem eletromecânica, preservação, condicionamento, testes, apoio à pré-operação e operação assistida, na REFINARIA DO NORDESTE ABREU E LIMA RNEST, no município de Ipojuca/PE, em conformidade com as especificações contidas no Anexo I, que define o escopo contratual." (destaques acrescidos)

A delegação ao contratado das tarefas de analisar a consistência do projeto básico e de elaboração do projeto executivo não se coaduna com a empreitada a preços unitários, que, por definição, visa à competição pelo menor preço unitário, independentemente da quantidade estimada.

A descrição dos serviços no Anexo I-A, que deveria detalhar o escopo do contrato, também deixa transparecer imprecisões, como se percebe no item 2.3.1, que traz regra típica de um contrato a preço global:

"Os serviços de engenharia de projeto; fornecimento de materiais, equipamentos e armazenamento; assistência técnica de fornecedores e treinamento não descritas ou não referidas aqui ou nos documentos técnicos mencionados no Anexo XVIII, mas necessárias à implementação das obras e instalações aqui descritas, serão também realizadas pela contratada como parte do projeto."

O Anexo XVIII, a que faz referência essa transcrição, nada mais é do que uma relação de normas, procedimentos e especificações técnicas, à que se submete o contratado, mas não contribuindo, de forma concreta, para o delineamento preciso do objeto, nesse sentido, o anexo XVIII relata o como, mas não o quanto fazer, como se confirma no seu item nº 1 objetivos:

"O objetivo deste anexo é apresentar a relação de documentos relacionados aos critérios para execução do projeto e de serviços

relacionados ao escopo da CONTRATADA, assim como apresentar a relação de Legislação, Normas, Instruções de Trabalho, outros Critérios, Procedimentos, etc., referenciados nos documentos do Projeto Básico de Processo, Projetos Conceituais e Complementares deste contrato."

As diferenças fundamentais entre os regimes de empreitada a preços unitários e a preço global são, além do risco assumido por serviços não descritos, mas necessários, o critério para medição dos serviços realizados, e a forma pela qual são realizados os pagamentos.

Em uma contratação a preço global, é comum remunerar o contratado por marcos de execução estabelecidos em uma estrutura analítica de projeto (EAP), com percentuais de pagamento por etapas.

Nem sempre a EAP guarda relação direta com os serviços ou entregas realizadas. A EAP pode, por exemplo, prever pagamentos por metro linear de estacas de fundação independentemente do diâmetro da estaca realizada, apesar de o DFP mostrar que as estacas de maior diâmetro são mais caras. No caso de fornecimento, a EAP pode prever pagamentos por eventos antes da entrega dos equipamentos, tais como: fabricação; embarque; transporte até o site; e colocação.

Nos contratos a preços unitários, a metodologia de remuneração é outra. Nestes, há que se apurar os quantitativos de itens de serviços efetivamente executados, comumente dispostos em unidades de fácil mensuração nas planilhas de preços unitários, como metros cúbicos de escavação mecânica, metros quadrados de estrutura de escoramento, metros cúbicos de preparo e lançamento de concreto, entre outras.

Novamente não foi o que aconteceu no caso em tela. A despeito de ser uma empreitada a preços unitários, o Anexo III do termo do contrato estabelece critérios de medição típicos de contratos a preço global. A

título de exemplo, destaca-se o item 3.5.1 desse anexo, referente a "travessias":

"3.5.1. Será medido por travessia executada, considerando-se os percentuais abaixo:

a) 10% (dez por cento) Após a apresentação do projeto executivo, incluindo os estudos geológicos, hidrológicos e de perfil de erosão necessários à adequada realização dos serviços;

b) 10% (dez por cento) Após mobilização dos equipamentos;

c) 25% (vinte e cinco por cento) Após a montagem e liberação da coluna para lançamento;

d) 10% (dez por cento) Após a realização do teste hidrostático simplificado;

e) 25% (vinte e cinco por cento) Após o lançamento da coluna;

f) 20% (vinte por cento) Após recomposição e limpeza. "

Outra diferença marcante entre os regimes de contratação citados é a assunção de risco. Partindo-se da premissa de que não é possível assumir riscos por eventos desconhecidos ou imprevisíveis, a empreitada global impõe ao contratado o dever de realizar o objeto, de modo integral, arcando com as imprecisões dos projetos. Não se pode supor que tais imprecisões deixarão de ser precificadas pelos licitantes. Pelo contrário, normalmente essas imprecisões são precificadas levando-se em conta o pior cenário, o que torna mais caro o contrato.

Já na empreitada a preços unitários, há riscos significativamente menores para o contratado, uma vez nele ser remunerado exclusivamente por quantidades de itens executados, de modo preciso e previamente precificado. Qualquer necessária alteração nos quantitativos inicialmente

previstos será remunerada conforme previamente estipulado, o que não ocorre na empreitada a preço global.

Decorre dessa análise, inclusive, outro importante risco para a Administração, quando não há precisão necessária no objeto da contratação. Tal situação poderá provocar uma assimetria de informações entre os licitantes proponentes, se alguns detiverem privilégios de informações. Tal prática, se caracterizada, poderá indicar favorecimento.

DA IMPRECISÃO DO OBJETO

Percebe-se, nesse item, não só que o contrato apresenta contradições internas relativas ao regime de contratação, mas também que há itens de serviços com elevados graus de imprecisão, demandando do contratado, inclusive, a realização de estudos geológicos, hidrológicos, perfil de erosão e detalhamento do projeto executivo, o que caracteriza deficiência de projeto básico.

No item travessias na PPU (Planilha de preços unitários) de serviços, Anexo II-A, a unidade indicada para mensuração de quantidades é uma expressão genérica, vb, significando verba. Desse modo, os licitantes foram incitados a apresentar valores para a travessia de diferentes dutos independente do comprimento.

Como se relatou no início do relatório, a licitação se fez deserta (apenas propostas com valores acima do teto correspondente à estimativa + 20%), e a PETROBRAS buscou negociar com a empresa que apresentou a melhor proposta. Nesse processo de negociação, evidenciaram-se de modo inequívoco a deficiência do projeto básico, a falta de clareza na descrição do objeto da licitação e os riscos que os licitantes (não sem custo extra) tiveram que assumir no certame. Comparando o DFP e PPU's apresentados na primeira oportunidade e o DFP e PPU's resultantes da negociação, encontraram-se as seguintes contradições:

a) Diminuição do valor de MOD, apesar do aumento de sua quantidade:

Aumento de 8,24% no número de Hh's (Homem/hora) de mão de obra direta - MOD, e decréscimo de 40,21% no seu valor total;

b) Decréscimo do valor de MOI, apesar da inclusão de novos cargos sem justificativa:

Decréscimo de 3,29% no número de Hh's de mão de obra indireta - MOI, e decréscimo de 12,20% o seu valor total, com inserção de diversos novos cargos no histograma;

c) Aumento na alimentação acima do acréscimo percentual de Hh's em MOD:

Aumento de 34,46% no valor total de alimentação apesar de se ter um aumento de apenas 8,24% no número de Hh's (Homem/hora) de mão de obra direta - MOD (o nº de Hh's de MOI diminuiu);

d) Decréscimo de 27,55% no valor total de equipamentos, sem justificativa;

e) Decréscimo de 14,09% nos custos diretos, sem justificativa;

f) Acréscimo relevante e injustificado no valor total da PPU específica de Bens, anexo IIB: acréscimo de 53,57% na PPU de Bens, anexo IIB, com relação à PPU entregue na licitação.

Em diversos outros documentos encontrados no processo de contratação evidenciaram-se imprecisões, especialmente no Memorial Descritivo e nos pedidos de esclarecimentos dos licitantes, no período anterior ao oferecimento de propostas, conforme relatado a seguir:

- Indefinição do tipo de fundação:

" [...] O tipo de fundação das bases dos tanques a ser executado irá depender do projeto de detalhamento da contratada, contudo, considerar a premissa de bases estaqueadas."

- Dúvida sobre o volume de terraplanagem na área dos scrapers:

"Pergunta: Solicitamos fornecer o levantamento topográfico das áreas dos scrapers, para quantificar toda a movimentação de terra.

Resposta: Considerar trecho plano, na cota de implantação." (Memorial Descritivo dos Serviços, Apêndice 1- Perguntas realizadas no processo de Licitação)

- Dúvida sobre o volume de concreto na jaqueta dos dutos:

"Pergunta: Entendemos que os cálculos de equilíbrio hidrostático para flutuabilidade negativa dos dutos serão realizados pela CONTRATADA na fase de detalhamento do projeto, levando em consideração que a espessura da jaqueta de concreto poderá variar, variando também o volume de concreto aplicado, sugerimos alterar a unidade do item 7 da PPU de metro (m) para metro cúbico (m³).

Resposta: Iremos manter a unidade "metro linear" para o item 7 do anexo IIA (PPU)." (Memorial Descritivo dos Serviços, Apêndice 1- Perguntas realizadas no processo de Licitação)

- Dúvida sobre a quantidade de curvas e divergências nas especificações:

"Pergunta: O levantamento quantitativo realizado com base na documentação recebida indica DIVERGÊNCIA COM OS

*QUANTITATIVOS INDICADOS NA PPU E/OU RMS
fornecidas, exemplificando: [...]*

*Resposta: entendimento INCORRETO. Os valores previstos
para a quantidade de curvas são estimados.*

*As curvas que por acaso venham a ser quantificadas a mais
ou a menos, no projeto de detalhamento, devem ser
ajustadas nos itens previstos para as respectivas curvas.
[...]" (Memorial Descritivo dos Serviços, Apêndice 1-
Perguntas realizadas no processo de Licitação)*

A Resolução n.º 361/1991 do Conselho Federal de Engenharia
Arquitetura e Agronomia - CONFEA, dispôs acerca do conceito de projeto
básico, fixando, em seu art. 3º, suas principais características, das quais
destacam-se:

- "a) desenvolvimento da alternativa escolhida como sendo
viável, técnica, econômica e ambientalmente, e que atenda
aos critérios de conveniência de seu proprietário e da
sociedade;
 - b) fornecer uma visão global da obra e identificar seus
elementos constituintes de forma precisa;
 - c) especificar o desempenho esperado da obra;
 - d) adotar soluções técnicas quer para conjunto, quer para
suas partes, devendo ser suportadas por memórias de cálculo
e de acordo com critérios de projeto preestabelecidos de
modo a evitar e/ou minimizar reformulações e/ou ajustes
acentuados, durante sua fase de execução;
 - e) identificar e especificar, sem omissões, os tipos de serviços
a executar, os materiais e equipamentos a incorporar à obra;
- "

Sem esse conjunto de informações perfeitamente definido, ou seja, sem um projeto básico adequado, não há como os proponentes ofertarem propostas de preços confiáveis. O resultado da imprecisão é a já mencionada dispersão das propostas, e uma elevação geral no valor das propostas.

Esta Corte de Contas já determinou à PETROBRAS que definisse as características, referências e demais elementos necessários ao perfeito entendimento do projeto básico de obra ou serviço, dos trabalhos a realizar, consoante o item 3.3 do Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado, aprovado pelo Decreto n.º 2745/98, como disposto no Acórdão 3360/07 - 2ª Câmara.

Em outra oportunidade, no Acórdão n.º 3082/2010-P, o TCU determinou à Petrobras que definisse com clareza e precisão as especificações do serviço a ser desempenhado em seus contratos, de forma a se poder distingui-los inequivocamente nos Boletins de Medição e propiciar o efetivo controle dos fiscais do contrato.

Refinaria REPAR - IRREGULARIDADE 1 de 2

- **Processo TC 10.546/2009-4**

Trata-se de auditoria realizada nas obras de modernização e adequação da produção da REPAR – Refinaria PRESIDENTE GETÚLIO VARGAS – PR - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME, no período compreendido entre 11/05/2009 e 31/07/2009.

Contratos relacionados: A irregularidade a seguir tratada refere-se aos dezenove contratos auditados que somavam um total de **R\$ 8.673.968.112,09**. Os detalhes de cada um destes contratos encontram-

se no relatório de auditoria contido no processo acima mencionado, TC 10.546/2009-4.

Irregularidade 1: Projeto básico deficiente ou desatualizado.

Não há projeto básico prévio à licitação da obra. Não há nenhum documento do edital que possa ser considerado projeto básico. O empreendimento denominado Modernização da PETROBRAS tem um escopo de objeto conceitual sem nenhum custo ou detalhamento dos objetos que o compõem. Não há como considerar projeto básico um conjunto de desenhos com forma ou dimensões pouco definidas de algum objeto que possa ser contratado pelo seu devido preço de mercado.

Dentre os documentos apresentados à equipe, não há nenhum (anterior ou posterior à data da licitação) que tenha a discriminação dos quantitativos de serviços e respectivos preços unitários do objeto contratado. Isso desobedece ao item 1.3 do Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado da Petrobrás - Decreto nº 2.745/98.

O item 1.3 citado determina que o projeto básico tenha os elementos necessários ao perfeito entendimento pelos interessados nos trabalhos a realizar. Se o objeto não tem indicação dos quantitativos de serviços e respectivos preços de mercado, então não é possível entender qual seja o objeto.

A partir da assinatura do contrato, a empresa gasta prazo maior que o estimado fazendo consolidação de projeto da obra que lhe foi adjudicada. Como já ganhou a licitação, o objetivo passa a ser projetar objeto com o menor custo possível. Isso é maior lucro para a empresa e prejuízo ao erário. Todas as obras estão atrasadas logo no início de execução. Aquelas obras próximas da conclusão estão com prazos prorrogados em até 91% do prazo original.

O Decreto 2.745/98 que rege as Licitações da PETROBRAS exige (item 1.3) que a obra licitada tenha projeto básico. Fala-se, aqui, do projeto básico da obra e não daquele projeto conceitual do empreendimento total. Além do mais, o projeto do empreendimento não tem detalhamento dos seus vários objetos, muito menos da planilha de quantitativos de serviços e respectivos preços unitários, obrigatória em todo projeto de obra a ser contratada.

A PETROBRAS não exige quantitativos de serviços e respectivos custos da obra porque considera que não tem esse direito pelo contrato. Isso dificulta a fiscalização e controle sobre o objeto a ser construído.

Como consequência, os órgãos de controle também não têm parâmetros específicos do contrato para estimar seu correto valor.

Todos os contratos auditados foram a preço global e todos têm o item: Consolidação do Projeto Básico. Isto é, a empresa é contratada para fazer o projeto sem estrutura definida. Adicione-se que a empresa recebe para fazer o projeto básico e o projeto executivo. Deve-se observar que os projetos feitos pela contratada não têm preços unitários dos quantitativos de serviços porque eles são considerados confidenciais.

A Comissão de Licitação não pode alegar o item 1.9 do Regulamento Simplificado para fazer contratação sem projeto básico. Esse item só pode ser alegado se houver documento anterior à licitação, provando que aquela obra pode ser contratada sem projeto básico. No entanto, as obras da Petrobrás são contratadas sem projeto básico e sem justificativa de tal ato antieconômico.

Os dirigentes da PETROBRAS não conhecem o preço da obra até o dia da licitação. Assim sendo, como seria possível provar que aquele preço desconhecido é econômico antes que ele se torne conhecido? Destaque-se que na contratação tipo *turn key* ou sem projeto básico, também há

necessidade da prova de economicidade que deve ser feita previamente à licitação.

Por outro lado, a PETROBRAS alega que o Decreto 2.745/98 não lhe exige projeto básico com orçamento detalhado. No entanto, a Petrobrás deve obedecer às Leis de Diretrizes Orçamentárias. A LDO 2008 (Lei 11.768/2008) exige que haja projetos básicos e respectivos responsáveis técnicos e também que o custo seja obtido a partir de custos unitários de insumos ou serviços que compõem o objeto. O texto do artigo 109 da LDO 2008 é o seguinte:

Art. 109. O custo global de obras e serviços executados com recursos dos orçamentos da União será obtido a partir de custos unitários de insumos ou serviços iguais ou menores que a mediana de seus correspondentes no Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil (SINAPI), mantido e divulgado, na internet, pela Caixa Econômica Federal.

(...)

§ 2º Somente em condições especiais, devidamente justificadas em relatório técnico circunstanciado, elaborado por profissional habilitado e aprovado pela autoridade competente, poderão os respectivos custos unitários exceder o limite fixado no caput deste artigo, sem prejuízo da avaliação dos órgãos de controle interno e externo.

(.-.)

§ 5º Deverá constar do projeto básico a que se refere o art. 6º, inciso IX, da Lei no 8.666, de 1993, inclusive de suas eventuais alterações, a anotação de responsabilidade técnica e declaração expressa do autor das planilhas orçamentárias, quanto à compatibilidade dos quantitativos e dos custos constantes de

referidas planilhas com os quantitativos do projeto de engenharia e os custos do SINAPI.

Conclui-se que a situação encontrada apresenta indícios de irregularidade grave com prejuízo ao erário e principalmente à PETROBRÁS. A situação é contrária ao princípio da economicidade constante do item 1.2 do Regulamento Simplificado e flagrantemente contrária ao item 1.9 do mesmo Regulamento, haja vista que não há documentos provando a economicidade de tal contratação. A ausência de projeto básico com quantitativos de insumos e serviços também desobedece ao artigo 109 da Lei 11.768/2008.

A PETROBRAS apresentou defesa contestando as afirmações dos auditores do TCU afirmando que o projeto básico foi entregue aos licitantes.

Tal justificativa, contudo, não convenceu os referidos auditores, conforme se extrai do relatório de auditoria:

“A equipe de auditoria analisou a resposta e os documentos juntados. Nada de novo foi apresentado. A equipe de auditoria já havia verificado que o empreendimento tinha apenas um conjunto de desenhos e que a Gerência do IERP definira quais as partes a serem licitadas conforme um parcelamento não existente nos projetos ou na descrição dos equipamentos e processos de refinação de petróleo da Refinaria. No entanto, conforme constatação anterior, continua não existindo projeto básico adequado. Pode-se dizer que ele é inexistente. ”

A argumentação completa dos auditores do TCU, bem como a defesa da Petrobras pode ser encontrada no referido relatório de auditoria, contido nos autos do Processo TC 10.546/2009-4, a disposição da CPI-Petrobras.

Observação

O referido processo encontra-se em aberto no TCU. Envolve temas complexos e ainda sem solução definitiva como a flexibilidade ou alterações da Lei 8.666/93 para a Petrobras, a adequabilidade do Decreto 2.745/98, a definição (conteúdo mínimo) do projeto básico para contratação de obras (apesar de o conteúdo mínimo do projeto básico estar definido pelo CONFEA – art. 3º, Resolução 361 – normalmente não há observação desta norma nas contratações públicas, incluindo a PETROBRAS), a adequabilidade da contratação integrada utilizada pela Petrobras.

Entre os responsabilizados encontram-se: Sr. JOSÉ SÉRGIO GABRIELLI (então presidente da empresa); Sr. RENATO DE SOUZA DUQUE (então dirigente da Petrobras); Sr. PEDRO JOSÉ BARUSCO FILHO (então gerente executivo da Petrobras) e Sr. SÉRGIO DOS SANTOS ARANTES (então gerente da PETROBRAS, responsável pelos orçamentos estimativos de obra da empresa).

Quando da realização da auditoria ora tratada, ainda não era conhecido toda amplitude dos prejuízos causados à empresa pelos atos de corrupção, que podem ter sido em muito facilitados pela não observância de documentação técnica e normas adequadas de contratação, conforme acima relatado.

Um dos fatos que mais chamam a atenção no âmbito da PETROBRAS é a quantidade absurda de aditivos contratuais que pode estar relacionada, sim, à insuficiência ou falta de projeto básico e planejamento das obras.

A PETROBRAS defende o seu modelo de contratação com base no Decreto 2.745/98, incluindo a contratação integrada sem projeto básico nos moldes da Lei 8.666/93. Entretanto, pelo que tem sido observado, esse modelo não vem correspondendo ao que se deseja. Os maus

exemplos saltam aos olhos, bastando comparar os valores iniciais e atuais das refinarias RNEST e COMPERJ, além da PREMIUM I que ficou apenas nos serviços de terraplenagem e que, muito provavelmente, terão que ser, pelo menos em grande parte, refeitos, se a obra um dia recomeçar.

Portanto, a irregularidade acima abordada, apesar de ainda sem posicionamento definitivo por parte do TCU e de tratar de uma obra específica, é regra no âmbito da PETROBRAS (ocorreu nos dezenove contratos auditados da REPAR e em várias outras obras) e pode ser a origem dos enormes prejuízos que a empresa vem colhendo.

Refinaria REPAR irregularidade 2 de 2

- **Processo apartado do TC 10.546/2009-4 para tratar exclusivamente dos indícios de sobrepreço nos dezenove contratos auditados**

Trata-se de auditoria realizada nas obras de modernização e adequação da produção da REPAR – Refinaria PRESIDENTE GETÚLIO VARGAS – PR - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME, no período compreendido entre 11/05/2009 e 31/07/2009.

Irregularidade 2 - Sobrepreço

No âmbito da auditoria realizado em 2009 nas obras de modernização da REPAR, a equipe do TCU encontrou indícios de sobrepreço nos dezenove contratos auditados. Diante da dificuldade em obter da PETROBRAS todas as informações necessárias para se apurar adequadamente os custos envolvidos nas obras, a conclusão quanto aos possíveis prejuízos ficou prejudicada.

Apesar disso e mesmo ainda sujeito ao contraditório, observaram-se alguns dados que chamaram muito a atenção pela desproporção

absurda em relação aos valores de mercado ou, no mínimo, pelas inconsistências dos orçamentos apresentados, conforme os seguintes trechos do relatório de auditoria:

a) Nas tratativas de assinatura do Convênio TT-299/2006-00 (Processo 50609.001357/06-38/DNIT requisitado pela equipe), assinado entre Petrobrás e DNIT para execução da trincheira, o DNIT/Paraná estimou preço inicial com BDI de 23,90%, mas sem custos indiretos (13,66%) em R\$ 4.620.865,00 (fl. 74, anexo 22). Em seguida, a Petrobrás (IERP) adicionou custos indiretos de controle tecnológico e de gerenciamento, segurança e meio ambiente SMS. Com a adição, o orçamento do Convênio ficou em R\$ 7.200.000,62 (fls. 113/114, anexo 22). Posteriormente, houve aditivos e o valor da trincheira ficou em R\$ 19.543.070,00. Valor 323% acima do valor inicialmente orçado pelo DNIT. Esse contrato teve treze aditivos.

Não há nenhuma ponte e nenhum viaduto ao longo de todo o trecho. Os cortes e aterros são normais e também não demandam maiores custos. Esse contrato não é só de obras rodoviárias. Há duas portarias (guaritas), instalações de nove câmeras de filmagem e regularização da área de dois canteiros de obras fora da área do acesso. Essa obra deveria ter sido parcelada (câmeras e portarias).

Os quantitativos do orçamento não são confiáveis, principalmente os mais relevantes em relação ao preço. Por exemplo, os quantitativos do serviço de Escavação, carga e transporte de material de 2ª categoria com DMT (Distância média de transporte) 2000m a 3000m não existem na obra já executada. Os quantitativos de 724.430,76m³ de compactação a 100% do Proctor Normal e os quantitativos de 115.072m³ de escavação, carga e transporte de solos moles de 800 a 1000m também não

existem nos volumes informados. Esse volume de serviço de compactação a 100% do Proctor Normal é quinze vezes superior ao normal em rodovias paradigmas pesquisadas pela equipe no DNIT/Paraná.

Os preços das câmeras e das portarias inseridas nesse contrato de obra rodoviária também não são confiáveis. Por outro lado, as portarias não têm paredes. Os pisos são de cimento liso. O telhado é de cimento amianto. No entanto, o orçamento das portarias indica gasto de um milhão de reais. (grifou-se)

As câmeras têm preço orçado em R\$ 30.000,00 cada uma. A IERP/Petrobrás orçou cabos, tubos de alumínio e apenas nove câmeras em mais de um milhão de reais. Por sobre esse valor ainda há acréscimos de percentuais de custos indiretos e de BDI. Só para comparação, a equipe anexou nota fiscal de fornecimento e instalação de doze câmeras de vigilância com filmagem permanente controladas por computador (f1.757-Anexo5, processo TC 10.546/2009-4). O custo foi de R\$ 12.316,07 com tudo instalado e funcionando. Gasta-se quase dois milhões de reais para um serviço comparável a doze mil reais. (grifou-se)

b) O contrato para construção do prédio do CIC (Centro Integrado de Controle) de 2.600m² tem valor com aditivos em R\$ 42.274.847,60. Um prédio público de mesma área teria custos diretos em torno de R\$ 1.700.000,00 e preço de contrato em aproximadamente R\$ 2.300.000,00. Se o volume de concreto for dobrado, por conta da necessidade de resistência ao impacto, o aumento de custos seria em torno de 20%. As portas e janelas, também resistentes ao impacto, se tiverem preços multiplicados por cinco, impactam em 30% no valor final. Em resumo, um prédio especial, tipo casamata, custa apenas 50% a mais do que o comum. Apenas uma vez e meia mais caro. No entanto, o contrato

107-IERP é dezoito vezes mais caro que o edifício comum do mesmo tamanho. (grifou-se)

Dezoito vezes não é por conta do acréscimo dos móveis de escritório inclusos no contrato. Esses acrescentam apenas 25% no custo direto normal. Também não é por conta da subestação de 13,5kV. A equipe obteve planilhas de composição de preços de subestações da ELETROBRÁS. O percentual de sobrepreço é de 422,79%.

Diante desse contexto, uma nova inspeção foi realizada na REPAR em 2010 com intuito de se obter informações e documentos mais consistentes. Ouvida as justificativas da PETROBRAS e dispondo de um volume maior de informações, novos cálculos foram feitos, tendo sido levantado um total de **sobrepreço** superior a **R\$ 1,3 BILHÃO**.

Importante observar que o TCU não impõe sanção havendo dúvidas ou insuficiência de elementos que permitam concluir pela existência de **sobrepreço**. Em muitos casos aguarda-se a obtenção dessas informações até que se possa concluir definitivamente a questão. Portanto, um **sobrepreço** inicialmente levantado pode ser elidido, mas também pode ser aumentado diante de novos elementos e circunstâncias.

O TCU vem empreendendo esforços para avaliar com maior precisão os prejuízos causados ao Erário nas obras de modernização da REPAR e em outras obras de grande vulto da PETROBRAS, tendo agora de levar em consideração os fatos que vem sendo trazido a luz com as apurações dos atos de corrupção que estão permitindo a disponibilização de novos documentos e informações. A disponibilização das notas fiscais de fornecedores de insumos e equipamentos, por exemplo, tem permitido e poderão permitir uma apuração mais consistente dos **sobrepreços** existentes nos contratos de obras da PETROBRAS, além de possibilitar o aprimoramento da fiscalização.

Refinaria PREMIUM I - IRREGULARIDADE 1 de 3

- **Processo TC 007.321/2011-2**

Trata-se de auditoria realizada na PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - MME, no período compreendido entre 28/3/2011 e 17/6/2011. Teve por objetivo fiscalizar as obras de Implantação da Refinaria PREMIUM I, no Estado do Maranhão.

- **Contrato relacionado: 0859.0059374.10.2**, assinado em 18/8/2010.
- **Objeto:** Terraplenagem, Drenagem e Obras de Acesso para a Refinaria PREMIUM I.
- **Contratado:** Consórcio GALVÃO ENGENHARIA SA - SERVENG CIVILSAN - FIDENS ENGENHARIA.
- **Valor inicial: R\$ 711.070.084,88.**
- **Irregularidade:** Sobrepreço decorrente de jogo de planilha.

No relatório de fiscalização produzido no âmbito do FISCOBRAS 2010, a equipe de auditoria do TCU apontou deficiências no projeto básico da licitação relativa ao **Contrato nº 0859.0059.374.10.2** (terraplenagem), alertando para a possibilidade de jogo de planilha.

Segundo o referido relatório, tal situação oferecia grave risco à PETROBRAS, uma vez que o regime de contratação era por preços unitários e, caso o quantitativo de serviços estivesse impreciso, seriam necessários aditivos contratuais para alterá-los. Essas alterações, ainda segundo o relatório, poderiam gerar sérios prejuízos à PETROBRAS, quando da possibilidade de ocorrência de jogo de planilha. Assim, quantidades de serviços contratados a preços unitários reduzidos (grandes quantidades de serviços apresentados com grande desconto em

relação ao mercado) poderiam ser suprimidas, enquanto quantidades de serviços contratadas a preços unitários excessivos (apresentados com sobrepreço) poderiam ser aditivadas".

Um item em particular chamou a atenção da equipe: serviços relacionados à estabilização do solo expansível, com utilização de cal hidratada em tal proporção que o preço desse insumo representava cerca de 30% do valor estimado pela PETROBRAS para todo o contrato.

Foi avaliado pelo projetista que seriam necessárias 371.000 toneladas de cal hidratada, quantidade suficiente para encher um silo de 100 metros de altura, com seção horizontal equivalente à área de um campo de futebol. Para ter-se uma ideia da inviabilidade desse fornecimento, cabe transcrever parte das enfáticas explicações do consórcio vencedor à Comissão de Licitação, por ocasião de julgamento de recurso impetrado por concorrente (correspondência eletrônica anexa à ata da reunião de esclarecimentos de 12/05/2010): *"Após diversas consultas às empresas produtoras de cal no Brasil, o consórcio constatou que nenhum destes fornecedores, repito, nenhum destes fornecedores, oficializou uma garantia de fornecimento da cal, na quantidade definida em planilha e no prazo requisitado pela PETROBRAS"*.

Além da grande quantidade, mereceu registro também a magnitude do desconto ofertado pelo consórcio vencedor para esse insumo, da ordem de 90% em relação ao preço de mercado, ou R\$ 86,04/ton (dados obtidos das planilhas de preços unitários - PPU's - dos licitantes), contra R\$ 890,08 (preço de mercado levantado pela equipe do TCU a época da fiscalização - FISCOBRAS/2010).

Essa distorção propiciou a adjudicação do objeto a participante que de outra forma não teria vencido o certame. Depois de expurgada a cal, a proposta do consórcio vencedor seria reduzida para **R\$ 679.149.244,88**, enquanto que a do segundo colocado na licitação,

Consórcio Dois E (EGESA/EIT), após o mesmo tratamento, passaria para **R\$ 654.613.516,58**, quase **25 MILHÕES de reais** a menos.

Há indícios de que o Consórcio GALVÃO / SERVENG / FIDENS lançou mão de artifício para sagrar-se vencedor da licitação, manifestado pelo preço irrisório ofertado para o fornecimento de cal hidratada.

No curso da auditoria, a equipe detectou que outros serviços, relacionados com escavações, cargas e transportes, para os quais o contratado havia ofertado preços abaixo dos referenciais de mercado, tiveram seus quantitativos reduzidos na última revisão do balanço de massa que foi enviado a este Tribunal. Interpelada a respeito, no prazo concedido para esclarecimentos preliminares, a PETROBRAS concordou com a supressão do fornecimento de cal e correção de quantitativo do item 2.2.3.3 (Escavação, carga e transporte de material de 1ª categoria com presença de água, 2 km < DMT < 5 km) dissentindo das observações feitas sobre as outras mudanças. A equipe de auditoria concordou com as ponderações da Petrobras, refez suas contas e chegou ao sobrepreço de **R\$ 63.956.229,30**, equivalente a 9,52% da proposta vencedora, **R\$ 672.070.084,88**.

O referido sobrepreço foi consequência de: (i) **R\$ 31.920.840,00** devido a supressão da cal, pelo preço oferecido pelo contratado; (ii) **R\$ 24.535.728,30** correspondentes à vantagem indevidamente auferida pela contratada, em cotejo com a proposta do 2º colocado na licitação, se o fornecimento da cal não fizesse parte do orçamento da licitação (jogo de planilha); e (iii) **R\$ 7.499.661,00** pela modificação de quantitativo do item 2.2.3.3.

No que concerne à desnecessidade da cal hidratada, após o exercício de oportunidades de manifestações preliminares no âmbito dos trabalhos da auditoria, a Petrobras constatou técnica e economicamente que a quantidade prevista em seu projeto básico (371.000 t) deveria ser retirada do contrato, conforme apontado pela equipe de auditoria: "A

realização de aterros experimentais extras, com novos percentuais de mistura, constatou que seria possível a realização de aterros sem utilização de CAL, atendendo satisfatoriamente às condições de projeto. Cabe salientar que, mesmo com as duas soluções atendendo às condições de projeto, a solução sem a utilização de CAL na mistura mostrou-se mais econômica para a PETROBRAS."

Com base nos fatos descritos acima, foi proposto que a PETROBRAS repactuasse o contrato, visando a redução de R\$ 63.956.229,30, em virtude da constatação do sobrepreço apontado.

A estatal negociou com a contratada e firmou o primeiro termo aditivo, que excluiu o item cal hidratada, nos moldes indicados pela equipe de auditoria como medida saneadora: *'1.1.1 – Supressão da quantidade de 371.000 t prevista no item 2.2.6.4 (cal hidratado tipo CH1, com teor mínimo de 50% de cal solúvel, de acordo com a NBR6473 e NBR7175, para a execução de mistura destinada ao corpo de aterro) da Planilha de Preços Unitários'.*

O impacto financeiro dessa exclusão foi de **R\$ 31.920.840,00**, oriundo da multiplicação da quantidade do insumo (371.000 t) pelo preço unitário respectivo (R\$ 86,04), previsto na PPU do contrato, no montante exato apontado pela equipe de auditoria. Quanto à vantagem indevida de R\$ **24.535.728,30**, obtida mediante jogo de planilha (a vencedora "afundou" o preço do item cal hidratada na licitação), a equipe de auditoria sugeriu que a medida saneadora mais indicada seria a contratada conceder desconto do valor correspondente à diferença entre as propostas da 1ª e da 2ª colocadas, após a exclusão do item cal hidratada.

Diante das circunstâncias acima descritas, foi prolatado o Acórdão 791/2012-PL (peça 95, TC 007.321/2011-2), considerando satisfatórias as medidas adotadas pela PETROBRAS para sanear as irregularidades constatadas, mas determinando dar integral efetividade ao desconto

adicional de **R\$ 24.535.728,30**. Transcrevem-se abaixo os itens 9.1 e 9.2 do referido Acórdão:

"9.1 considerar saneadas as irregularidades que acresciam indevidamente ao Contrato 0859.0059374.10.2 o valor de R\$ 63.956.229,30, relacionadas à desnecessidade do insumo cal hidratada (R\$ 31.920.840,00), à vantagem indevida auferida pelo consórcio, em comparação com a segunda licitante melhor classificada, após a supressão da cal hidratada (R\$ 24.535.728,30) e à imprecisão do quantitativo do item de Escavação, Carga e Transporte - ECT de material de 1ª categoria, Distância Média de Transporte - DMT de 2 a 5km, com presença de água (R\$ 7.499.661,00);

9.2 determinar à PETROBRAS que apure os valores pagos no Contrato 0859.0059374.10.2, baseados na planilha de preços unitários em vigor antes da celebração dos termos aditivos, e defina, em conjunto com a contratada, o modo pelo qual a compensação será realizada, a fim de dar integral efetividade ao desconto adicional de R\$ 24.535.728,30, como acertado por meio do item 2.2.2 do primeiro termo aditivo, e encaminhe ao Tribunal cópias dos documentos comprobatórios, no prazo de trinta dias a contar da notificação;"

Refinaria PREMIUM I - IRREGULARIDADE 2 de 3

- **Processo TC 006.280/2013-7**

Trata-se de auditoria realizada na PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. - MME, no período compreendido entre 11/3/2013 e 19/4/2013.

- **Contrato relacionado:** 0859.0059374.10.2, assinado em 18/8/2010.

- **Objeto:** Terraplenagem, Drenagem e Obras de Acesso para a Refinaria Premium I.
- **Contratado:** Consórcio GALVÃO ENGENHARIA SA - SERVENG CIVILSAN - FIDENS ENGENHARIA.
- **Valor inicial: R\$ 711.070.084,88.**
- **Irregularidade:** falha de planejamento, ocasionando aditivos e atrasos injustificáveis nas obras e serviços com prejuízos à Petrobras.

O contrato 0859.0059.374.10.2 (serviços de terraplenagem, drenagem e obras de acessos na área da futura Refinaria PREMIUM I) estava sendo encerrada por decurso de prazo (a época da realização da mencionada auditoria), sem que os serviços tivessem sido executados totalmente (avanço físico de 78,77%). Expiraria em 3/4/2013, tendo sido prorrogado automaticamente devido a impactos atribuídos a chuvas, ficando o seu término para o dia 26/4/2013.

Sofreu modificações que elevaram seu valor, devido a empecilhos em parte causados pela Petrobras ao contratado, Consórcio GSF (formado pelas empresas GALVÃO ENGENHARIA S.A, SERVENG CIVILSAN S.A. - Empresas Associadas de Engenharia e FIDENS Engenharia S.A.) tais como: i) deficiências de projeto; ii) atraso na expedição da autorização de serviço (AS) inicial; e iii) demora na liberação de áreas a terraplenar, em virtude principalmente da presença de posseiros e de duas linhas de transmissão energizadas que cruzavam o terreno. A irregularidade consistiu na elevação de valor ocasionada pela Petrobras. Incidentalmente, apontou-se a prática adotada pela Petrobras de formalizar aditivos em que os valores totais de acréscimos eram exatamente iguais aos de reduções.

O valor inicial do contrato montava a **R\$ 672.070.084,88**, mais uma provisão de **R\$ 39.000.000,00** para ressarcimento de custos

decorrentes de chuvas, descargas atmosféricas e suas consequências, totalizando **R\$ 711.070.084,88**, com data-base de maio de 2010.

Somando todos os desembolsos, chegou-se ao valor de **R\$ 578.112.374,69**, para o percentual executado de 78,77%. O total pago à conta da chamada "verba de chuva" foi de **R\$ 17.736.928,88**.

Durante a vigência do contrato, foram levadas a efeito catorze modificações nos valores, sendo formalizadas por meio de treze aditivos e uma transação extrajudicial (TEJ). Essa TEJ, no valor de R\$ 73.940.888,86, decorreu dos empecilhos citados acima.

Instada a se manifestar sobre os procedimentos que deveriam ter sido adotados para mitigação dos potenciais impactos negativos decorrentes da paralisação da obra, a Estatal respondeu:

"A fim de mitigar os potenciais impactos negativos em questão, foi celebrado contrato de Execução de Controle de Processos Erosivos, Manutenção de Vias e Acessos para a Refinaria Premium I, com a empresa CRISTAL ENGENHARIA LTDA, de valor R\$ 7.573.123,49 (sete milhões quinhentos e setenta e três mil cento e vinte três reais e quarenta centavos) com data de início 02/01/2013 e término em 01/01/2014".

Ou seja, a PETROBRAS celebrou outro contrato, destinado a manter parte dos trabalhos de terraplenagem já desenvolvidos. Todavia, foi constatado que esse ajuste não previa a conclusão de algumas estruturas inacabadas, a exemplo da ponte ilustrada ao final do texto.

ADITIVOS CONTRATUAIS

A partir do terceiro aditivo contratual, verificou-se uma prática incomum em obras de engenharia deste porte que foi a de aditarem-se valores totais de acréscimos exatamente iguais aos de reduções, de modo que o total da avença não se modificava. Foram oito os aditivos em que

isso foi observado, sendo os mais expressivos os de número 10 e 12, com valores de acréscimos iguais aos de reduções - de **R\$ 94.225.308,86** e de **R\$ 103.277.422,77**, respectivamente.

Embora se compreenda que uma obra de terraplenagem necessite de ajustes nas quantidades estimadas inicialmente, a dimensão desses ajustes reflete a má qualidade do projeto. Não se pode considerar aceitável, por exemplo, uma redução da ordem de 96% em um quantitativo, como é o caso estampado no item 2.2.8 da transcrição abaixo:

“2.2.8 - Redução do quantitativo previsto para o item 2.2.4.3 da Planilha de Preços - Escavação, carga e transporte de material de 2ª categoria, com DMT (Distância Média de Transporte) de 2 a 5 km, de 70.000 m³ para 3.000 m³, totalizando R\$ 608.360,00 (seiscentos e nove - sic - mil, trezentos e sessenta reais).”

Outra questão que se impõe: se essas modificações na planilha de preços eram necessárias para conciliar as novas realidades da execução, não é crível que, como se observa em diversas oportunidades, a necessidade de adição de serviços seja, em valor, exatamente igual à soma dos decréscimos. Uma evidência de que essas modificações não correspondiam à realidade pode ser observada pelo seguinte exemplo: o item 2.2.2.1 da planilha de preços, *"Escavação, carga e transporte de solo mole para bota-fora, com DMT até 1 km"* teve sua quantidade diminuída de 356.341,00 m³ para 71.268,20 m³ no aditivo 3; pelo aditivo 5, houve um acréscimo para 93.862,00 m³ e, no aditivo 12, o quantitativo passou para 212.554,20 m³.

É necessário que a PETROBRAS esclareça a razão de tantas modificações, acompanhadas das memórias de cálculo que justifiquem cada aditivo, e ainda, por que os valores de acréscimos e reduções nos aditivos citados se igualam até nos centavos. Até o momento ainda não houve esse esclarecimento por parte da Estatal.

Como mencionado, foram evidenciados 8 aditivos que negociaram cerca de **R\$ 266 MILHÕES** em serviços e quantidades de projeto, sem qualquer modificação do valor global da obra.

TRANSAÇÃO EXTRAJUDICIAL (TEJ)

Por meio de diversas correspondências, o Consórcio GSF, contratado, solicitou pagamento de custos adicionais em razão de fatos supervenientes alheios à sua vontade, pleitos que totalizavam R\$ 342.867.554,54. O gerente de implementação da refinaria constituiu uma comissão para avaliar essas reivindicações, que reconheceu parcialmente a sua procedência, no montante de R\$ 60.101.063,82.

Dada a grande divergência entre as partes, após sete reuniões de negociação, não se logrou chegar a um consenso. Em vista disso, foram encerrados os trabalhos dessa comissão e instaurada outra para negociar uma transação extrajudicial.

Os pleitos foram analisados em conjunto e, no geral, trataram de suposto aumento de custos decorrente de dificuldades alheias à vontade do contratado: existência de posseiros na área da terraplenagem, duas linhas de transmissão energizadas que cortavam o terreno, não liberação de trecho pela PETROBRAS, e ocorrência de sítios arqueológicos.

Ao final da negociação, as partes acordaram o pagamento, pela PETROBRAS, da quantia de **R\$ 73.940.888,86**.

A Estatal reconhece ter dado causa a 20% dos atrasos no ano de 2010 e 80% no de 2011, chegando ao total de 76 dias, e criando, segundo parecer próprio, a obrigação de indenizar o contratado.

No cômputo geral, registrou-se um total de acréscimos de **R\$ 77.866.188,47**, correspondentes a 11,6% do valor inicial. Esse percentual de acréscimos, entretanto, mascara as alterações introduzidas durante a

execução contratual, devido aos vários aditivos de soma zero (acréscimos iguais a reduções), o total dos incrementos positivos chega a **R\$ 360.507.272,96** (53,64%) e o dos negativos a **R\$ 346.304.224,11** (51,53%).

A jurisprudência do TCU repudia essa prática, por entender que desfigura completamente a avença, consoante preceituam os Acórdãos 2.206/2006-PL, 1.981/2009-PL e 749/2010-PL.

ATRASOS INJUSTIFICÁVEIS

Em auditoria realizada em 2011, a equipe de fiscalização do TCU relatou a existência de atrasos injustificáveis nos serviços de terraplenagem, drenagem e obras complementares da 1ª Etapa, Fase A, da Refinaria PREMIUM I.

Constatou-se a execução de somente 223.273 m³ de escavação e 89.440 m³ de volume de aterro compactado, de totais respectivos de 4.191.690 m³ de escavação e 3.273.421 m³ de aterro, previstos no cronograma contratual, para o mês de dezembro de 2010.

Instada a se manifestar, a PETROBRAS negou a existência de atrasos, afirmando ter havido apenas uma *'adequação física da obra em virtude de questões operacionais'*. Fundamentada nos Relatórios Diários de Obra - RDOs, a equipe observou que, *'se não houver aumento do ritmo de trabalho nos períodos seguintes, a data de conclusão dos serviços de terraplenagem será adiada'*, com o consequente aumento de custos contratuais e prejuízos decorrentes da postergação da entrada em operação da refinaria.

O consórcio asseverou que não teve culpa nos atrasos verificados. Esses atrasos teriam ocorrido em decorrência da postergação da assinatura da Autorização de Serviço, na existência de indefinições e

divergências técnicas relacionadas à limpeza do terreno, à estabilização dos solos e ao licenciamento ambiental, além da interferência de chuvas.

Todas essas apreensões acabaram por se confirmar.

As razões do atraso eram conhecidas desde há muito: deficiências de projeto, pressa em iniciar a construção sem a liberação completa do terreno, mercê da presença de posseiros e de duas linhas de transmissão energizadas, e descoberta de sítios arqueológicos. Dos motivos listados, considera-se que apenas o último estaria fora do controle da Estatal.

Na fiscalização de 2011, a Empresa assim se expressou:

"A Autorização dos Serviços - AS - foi emitida 48 dias após o previsto na licitação, ou seja, 18/08/2010. Isto porque na data prevista para a emissão da A.S., 01/07/2010, tínhamos as seguintes interferências na área da refinaria: ausência de autorização do IPHAN-MA liberando a área por completo da refinaria para execução do escopo contratual; linhas de transmissão de energia cruzando parte da área da Refinaria; e posseiros e roceiros em aproximadamente 10% da área da Refinaria.

Diante disso, a A.S. apenas foi emitida quando o governo do Estado do Maranhão assumiu o compromisso de sanar as pendências da linha de transmissão e dos posseiros, e a PETROBRAS havia conseguido a autorização do IPHAN-MA para prospecção da área, o que alterou o início do contrato do dia 01/07/2010 para o dia 18/08/2010".

Entende-se que o contrato não poderia ter sido assinado sem a liberação das áreas para o consórcio construtor. A consequência disso foi um dano real de **R\$ 84.901.451,71**, referenciados à sua data-base, correspondente à soma dos valores da Transação Extrajudicial (TEJ) com o do último aditivo, de número 13.

As irregularidades aqui relatadas ainda não têm deliberação definitiva por parte do TCU. O processo que trata do assunto encontra-se em aberto, e, portanto, suas informações possuem caráter restrito. Observa-se, também, que algumas peças do referido processo podem estar caracterizadas como sigilosas.

Refinaria PREMIUM I - IRREGULARIDADE 3 de 3

- **Processo TC 22.464/2013 - Representação**

Trata-se de representação formulada por Unidade Técnica do TCU, fundamentada no art. 237, VI, do Regimento Interno do TCU, decorrente de indícios de impropriedades constatados durante auditoria realizada nos autos do TC-006.280/2013-7, concernentes à obra de construção de subestações e linhas de transmissão na Refinaria PREMIUM I, da PETROBRAS.

A fiscalização originária teve por finalidade apurar a regularidade das obras de terraplenagem da Refinaria PREMIUM I, em Bacabeira/MA. Todavia, durante os trabalhos de campo, foram detectados indícios de irregularidades na condução do processo licitatório do Contrato 0859.0075609.12.2, firmado entre a PETROBRAS e o Consórcio SIEMAR PREMIUM.

Tal contrato, alheio ao escopo daquela fiscalização, tinha como objeto a execução de projeto, fornecimento de bens e prestação de serviços, relativos à construção e montagem de linha de transmissão e subestações para a Refinaria, sob o regime de preço global, ao valor inicial de **R\$ 45.239.936,90** e prazo de 540 dias. O contrato, assinado em 15/05/2012, apresentava percentual de execução à época (abril/2013) de 20%.

Contextualização

Os trabalhos do TCU nas obras de implantação da Refinaria PREMIUM I foram iniciados em 2010, nos autos do TC-009.845/2010-0, momento em que se avaliou a licitação para a contratação dos serviços de terraplenagem. Nos exercícios seguintes (2011-2013), as auditorias da Secob-Energia mantiveram o foco nas obras de terraplenagem, com vistas a apurar a regularidade da execução contratual (TC-007.321/2011-2, TC-012.653/2012-8 e TC-006.280/2013-7).

Durante os trabalhos de 2013, além de abordar questões específicas das obras de terraplenagem, foram identificados indícios de irregularidades afetos à construção das linhas de transmissão e subestações elétricas, que fugiam ao escopo original da fiscalização. Ao final dos trabalhos objeto do TC-006.280/2013-7, foram buscadas informações adicionais junto à PETROBRAS no intuito de esclarecer algumas das questões suscitadas pela equipe de auditoria.

DOS FATOS

Da licitação

O convite 1047407118, que objetivava a contratação de empresa para a construção de duas subestações e linha de transmissão na Refinaria PREMIUM I, foi expedido para 31 empresas, das quais se obtiveram doze propostas de preços.

Para a classificação do licitante vencedor, a comissão de licitação comparou as propostas de preço recebidas com sua estimativa de custos paradigma. A escolha do menor preço se daria após a exclusão das propostas supostamente inexequíveis, as que se situassem em faixa limitada pelo percentual de 15% abaixo do orçamento estimativo, assim como as que fossem consideradas excessivamente caras, mais de 20% acima desse orçamento.

O item 3.3 do Relatório da Comissão de Licitação explicita o procedimento:

“3.3 – Os valores das propostas constam da tabela abaixo e estão comparados em variação percentual, com a estimativa de custo referencial da Petrobras, cujo valor foi de R\$ 58.388.564,17 (cinquenta e oito milhões, trezentos e oitenta e oito mil, quinhentos e sessenta reais e dezessete centavos) com variação no intervalo de -15% (R\$ 49.630.279,54 – quarenta e nove milhões, seiscentos e trinta mil, duzentos e setenta e nove reais e cinquenta e quatro centavos) a +20% (R\$ 70.066.277,00 – setenta milhões, sessenta e seis mil, duzentos e setenta e sete reais), considerado como aceitável em função do intervalo esperado de precisão da estimativa da PETROBRAS, conforme detalhado no Anexo VII deste Relatório.”

As propostas recebidas pela Comissão de Licitação variaram de **R\$ 36,98 MILHÕES** (36,67% inferior ao valor estimado pela PETROBRAS) a **R\$ 110,68 MILHÕES** (89,56% superior ao valor estimado pela PETROBRAS). As sete propostas superiores a **R\$ 70 MILHÕES** foram desclassificadas de plano, por serem consideradas excessivas em relação ao valor referencial. O quadro a seguir, extraído do Relatório da Comissão de Licitação, sintetiza as propostas apresentadas:

Duas propostas ficaram abaixo do limite inferior admitido pela Estatal (-15%): a empresa TOSHIBA Sistemas de Transmissão e Distribuição do Brasil Ltda. ofereceu o valor de **R\$ 36.976.627,99**, enquanto o Consórcio SIEMAR PREMIUM (constituído pelas empresas SIEMENS Ltda. e MARZA Engenharia Elétrica Ltda.) propôs o valor de **R\$ 47.398.866,14**.

As duas empresas foram chamadas a defender suas propostas. A proposta da Toshiba foi desclassificada por suposta inexecuibilidade. O Consórcio SIEMAR PREMIUM, após esclarecer pontos questionados

pelos técnicos da Petrobras e oferecer um desconto de 1,07%, foi considerado vencedor do certame, dando origem ao contrato 0859.0075609.12.2, no valor de **R\$ 45.239.936,90**. O preço contratado situava-se 19,69% abaixo da faixa previamente definida como aceitável pela Estatal.

Da desclassificação da empresa TOSHIBA e da contratação do Consórcio SIEMAR PREMIUM

Como aventado anteriormente, a proposta da TOSHIBA foi desclassificada sob a alegação de inexecutabilidade. Segundo o item 3.4.1 do Relatório da Comissão de Licitação, a própria licitante teria ratificado, oficialmente, a inexecutabilidade de sua proposta:

“3.4.1 – A empresa TOSHIBA SISTEMAS DE TRANSM. E DISTRIB. DO BRASIL LTDA, apesar de ter apresentado sua proposta no valor de R\$ 36.976.627,99 (trinta e seis milhões, novecentos e setenta e seis mil, seiscentos e vinte e sete reais e noventa e nove centavos), situando-se abaixo da estimativa de custo da Petrobras a 36,67%, foi desclassificada devido aos seguintes fatos:

- A referida empresa foi convocada para reunião de esclarecimentos em 08/02/2012, conforme autoriza o item 3.1 do Convite, quando foram esclarecidos todos os serviços necessários ao atendimento do objeto do contrato e questionada a executabilidade dos valores apresentados;*
- Em decorrência destes esclarecimentos, em resposta à Comissão de Licitação, através de email enviado em 10/02/2012 (ANEXO IV), a licitante comunicou oficialmente a inexecutabilidade de seu preço.*

- *Desta forma, a proposta da empresa TOSHIBA foi desclassificada por preço inexequível. ”*

Malgrado o que foi alegado como motivação para desclassificar a empresa TOSHIBA, foram coletadas evidências de que a referida licitante não “comunicou oficialmente a inexequibilidade de seu preço”. O que se lê na aludida correspondência eletrônica enviada à comissão de licitação é o seguinte:

Ilmo Presidente,

Em complemento ao e-mail da TOSHIBA sobre o empreendimento Premium, informamos que todas as quantidades estabelecidas em nosso DFP são suficientes para a execução deste empreendimento.

Entretanto, esta comissão manifestou que as quantidades listadas no DFP da TOSHIBA não estariam atendendo a todos os requisitos estabelecidos no edital, seja no que tange as alíneas (d) e (e) já citadas no e-mail anterior, quanto aos requisitos de quantidade de HH, número de profissionais e equipamentos necessários para a execução do empreendimento.

Sendo assim, não podemos manter nosso preço, caso a PETROBRAS venha a solicitar um aumento de HH, número de profissionais ou de equipamentos, que sejam diferentes dos estabelecidos em nosso DFP.

Lamentamos o ocorrido, e informamos que não iremos recorrer contra a decisão desta comissão de desclassificação da TOSHIBA.

Como se pode depreender do excerto colacionado, no e-mail indicado, a TOSHIBA não foi explícita em declarar a inexequibilidade de sua proposta; pelo contrário, afirmou que todas as quantidades estabelecidas em seu Demonstrativo de Formação de Preços (DFP) seriam suficientes para a execução do empreendimento.

Diante dessa aparente contradição de argumentos, esta Unidade Técnica buscou informes adicionais junto à Petrobras que explicitam os efetivos motivos que levaram a comissão de licitação a considerar a proposta comercial da empresa TOSHIBA como inexecutável. Compulsado o documento “*Notas de Reunião*”, que retrata reunião realizada em 08/02/2012 entre a Comissão de Licitação e a empresa TOSHIBA, verifica-se que os itens questionados pela Petrobras em relação ao DFP da licitante foram, em linhas gerais, os seguintes:

- a. Itens sem indicação de valor: alguns dos itens constantes do DFP apresentam valor nulo/zero;
- b. Desmobilização: o item desmobilização foi cotado ao preço 2,5% do custo global, inferior aos 3,0% exigidos pelo convite;
- c. Seguros: não foi cotado no DFP;
- d. Lucro: foi indicado lucro zero para o contrato;
- e. Almoço/Jantar: a quantidade prevista estaria inferior à esperada e os valores propostos estariam inferiores ao mercado;
- f. Exames ocupacionais: a quantidade prevista estaria inferior à esperada e os valores propostos estariam inferiores ao mercado;
- g. Mão de Obra Direta (MOD): quantitativo de homens-hora (HH) subdimensionado, face ao escopo de serviços e prazo, e horas-extras não consideradas;
- h. Encargos de MOD: o percentual apresentado (107,23%) é baixo, face ao esperado de 130%;
- i. Mão de Obra Indireta (MOI): alguns profissionais não foram considerados para todo o período do contrato e algumas categorias horistas foram listadas como mensalistas;
- j. Encargos de MOI: os encargos dos mensalistas está alto (107%);

k. Transporte, Equipamentos para Construção Civil, Equipamentos para Montagem: quantidades baixas para o escopo e prazo previstos.

No mesmo documento, a TOSHIBA informa que se pronunciaria em relação a cada um dos questionamentos até o dia 10/02/2012, indicando que *“todos os itens estariam contemplados no valor global da proposta”* e complementando que *“é de interesse estratégico da Empresa todos os empreendimentos associados a toda a Refinaria PREMIUM I, inclusive este empreendimento das SEs e LTs”*.

Como enunciado alhures, na data estipulada para serem apresentadas as respostas aos pontos erigidos pela Comissão de Licitação, a TOSHIBA encaminhou a mensagem ratificando que *“todas as quantidades estabelecidas em nosso DFP são suficientes para a execução deste empreendimento”*.

No dia 14/02/2014, a Comissão de Licitação deu início à negociação com o Consórcio SIEMAR PREMIUM, segundo colocado no certame. De acordo com as Notas de Reunião, foram questionados pela PETROBRAS, em relação ao DFP do Consórcio, em suma, os seguintes pontos:

- a. Itens sem indicação de valor: alguns dos itens constantes do DFP apresentam valor nulo/zero;
- b. Itens sem indicação do regime de fornecimento;
- c. Lucro: há valores diferentes de lucro ao longo do DFP;
- d. Mão de Obra Direta (MOD): não previsão de MOD de gerenciamento para todos os serviços, falta de previsão de horas extras, salários diferentes para categorias profissionais semelhantes, valores de hospedagens e passagens não indicados, não previsão de adicional de periculosidade e adicional noturno;
- e. Encargos de MOD: questionado o percentual apresentado (94%);

f. Mão de Obra Indireta (MOI): alguns profissionais não foram considerados para todo o período do contrato, MOI não prevista para serviços de comissionamento;

g. Fornecimento de bens: itens a preço zero e outros com valores distintos dentro do mesmo orçamento.

No decorrer dos esclarecimentos, o Consórcio SIEMAR PREMIUM propugnou, por diversas vezes que *“os recursos necessários para cumprimento destes itens e de todos os requisitos do escopo contratual estão contemplados na proposta”*. Ao final da reunião, não foi fixada data para que o Consórcio apresentasse seus esclarecimentos formais sobre os questionamentos.

Em 27/03/2012, nova reunião foi realizada. De posse de novo DFP apresentado pela licitante, a PETROBRAS considerou que vários itens da proposta comercial haviam sido retificados e iniciou uma negociação direta, com vistas a reduzir o valor global ofertado. Ao final, a proponente ofereceu um desconto de 1,07%, culminando com o valor de R\$ 45.239.936,90 para o contrato. Em 09/04/2012, a Comissão de Licitação entregou ao Gerente de Engenharia da PREMIUM I o relatório final do procedimento licitatório, concluindo pela contratação do Consórcio SIEMAR PREMIUM.

ANÁLISE TÉCNICA

Da regularidade do procedimento licitatório

Foi constatado que o licitante com proposta comercial de menor valor dentre todos os participantes foi desclassificado do certame por possível inexecuibilidade de seu preço e, da licitação, restou a contratação do Consórcio que ofertara a segunda menor proposta. Deste contexto, surgiram dúvidas em relação à regularidade da aludida desclassificação.

Ao se compulsar as justificativas indigitadas pela PETROBRAS para se desclassificar a empresa Toshiba, verificou-se que a Comissão de Licitação, no processamento do feito, apontou uma série de possíveis imperfeições na proposta comercial (DFP) da licitante que, ao juízo da Comissão, implicariam a inexecutabilidade de seu preço. Mais ainda, foi registrado que a própria proponente teria desistido de sua proposta, reconhecendo tal inexecutabilidade.

Todavia, em uma análise preliminar dos informes angariados, constata-se que as justificativas registradas nas atas de reunião do processo licitatório não corroboram os argumentos pela desclassificação apontados pela Comissão de Licitação.

Primeiramente, há que se ressaltar que várias das críticas ao DFP da Toshiba, concernem a valores reputados como “muito baixos” pela Comissão de Licitação, tais como o percentual cotado para Mobilização/Desmobilização, os encargos sociais considerados para as parcelas de mão-de-obra e alguns custos indiretos de mão-de-obra, como transporte, alimentação e exames ocupacionais.

Complementarmente, foi consignado no relatório final da Comissão que alguns itens deixaram de ser cotados e outros apresentaram quantitativos “baixos”, aparentemente incompatíveis com o escopo contratual (a exemplo do total de MOD, MOI e alguns equipamentos previstos).

Não se pretendia questionar, naquele momento, a adequação dos percentuais e quantitativos apresentados no DFP da TOSHIBA, nem a valoração promovida pela Comissão julgadora em relação aos valores da proposta. Buscava-se, em primeira instância, verificar se as exigências e comparações efetuadas pela PETROBRAS continham respaldo no instrumento convocatório e se estavam publicamente positivadas como critérios de aceitabilidade para as propostas.

E, sobre esse assunto, não foi encontrado, na carta-convite que deflagrou a licitação, tais critérios ou exigências mínimas de aceitabilidade global ou unitária, em potencial afronta ao que dispõe o Decreto 2.745/1998, que regula os procedimentos de licitação da Companhia:

*6.14 Na falta de outro critério **expressamente estabelecido no ato de convocação**, (...) a licitação será julgada com base no menor preço ofertado, assim considerado aquele que representar o menor dispêndio para a PETROBRÁS.*

[...]

6.19 Nas licitações de MELHOR PREÇO será declarada vencedora a proponente que, havendo atendido às exigências de prazo de execução ou de entrega e às demais condições gerais estabelecidas no ato de convocação, ofertar o menor valor global para a realização da obra ou serviço, assim considerado aquele que implicar o menor dispêndio para a PETROBRÁS, ou o maior pagamento, no caso de alienação.

[...]

*6.25 No Relatório de Julgamento a Comissão indicará, detalhadamente, as razões da classificação ou desclassificação das propostas, segundo os fatores considerados no **critério pré-estabelecido, justificando, sempre, quando a proposta de menor preço não for a escolhida**. (Grifos acrescidos).*

No que tange ao quantitativo de homens-hora (HH) de MOD e MOI e ao número de profissionais a serem alocados na obra, a Toshiba deixou claro em sua correspondência que as quantidades estabelecidas em seu DFP eram suficientes para a execução do escopo contratual e que só não sustentaria seu preço caso a PETROBRAS impusesse aumentos quantitativos unilateralmente.

Ocorre que o quantitativo de HH e o número de profissionais traduzem os índices de produtividade inerentes à especialização da licitante na execução de obras do segmento. Assim, não caberia à PETROBRAS, a menos se previamente estatuído no instrumento convocatório, imiscuir-se no *modus operandi* da empresa, bastando esclarecer se a proposta comercial concebia todos os serviços descritos no edital, o que foi feito e respondido afirmativamente pela licitante.

Cabe lembrar que a questão nuclear da exequibilidade não reside no valor global da proposta em si, ou nos valores individuais de seus itens constitutivos, mas na possibilidade de o licitante executar, a contento, aquilo que ofertou.

Como mencionado, no registro 1.3 das Notas de Reunião da Comissão de Licitação, a TOSHIBA ratificou seu interesse em prosseguir com a contratação, mesmo sob o risco de executar a obra a preços menores que os estimados pela PETROBRAS:

“A TOSHIBA registrou que é de interesse estratégico da Empresa todos os empreendimentos associados a toda a Refinaria PREMIUM I, inclusive este empreendimento das SEs e LTs.”

Em suma, a PETROBRAS, tendo desclassificado a proposta que ofertara o menor preço, aparentemente abriu mão de contratar o mesmo objeto com economia potencial de recursos de mais de R\$ 10 MILHÕES. Mais ainda, de acordo com os registros acostados ao processo de contratação, há indícios de que tenha efetuado a desclassificação sem respaldo legal e lançando mão de critérios não explícitos no instrumento convocatório.

De todo esse contexto, fica patente que o ponto crucial considerado na desclassificação da Toshiba não foram as sugeridas impropriedades apontadas no DFP (especialmente porque máculas de igual teor também estavam presentes no DFP do Consórcio SIEMAR PREMIUM e, a este

licitante, foram conferidas oportunidades de alterar sua proposta e apresentar um DFP modificado que atenderia aos desígnios da Comissão julgadora), mas sim o fato do valor global da proposta situar-se abaixo do limite inferior admitido pelos técnicos da PETROBRAS (isto é, abaixo dos -15%).

Com isso, é de todo oportuno averiguar se o preço mínimo aceitável pela Petrobras estava em consonância com valores de mercado, especialmente porque foi verificado grande disparidade entre as propostas oferecidas no certame (variação de R\$ 36,98 MILHÕES a R\$ 110,68 MILHÕES), foram apresentadas 4 propostas inferiores ao estimado pela Companhia (três delas mais de 15% inferior ao preço paradigma da Administração, o que supostamente ensejaria sua desclassificação) e todas as empresas participantes eram regularmente credenciadas como fornecedores da Estatal aptos a realizar a obra.

Nessa senda, esta Unidade Técnica confeccionou sucinto orçamento, baseado em valores extraídos do banco de preços da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e levando em consideração dados dos projetos fornecidos pela Estatal – o básico, distribuído aos licitantes para permitir elaborar suas propostas, e o executivo. Este ponto será melhor explorado no tópico vindouro.

Para se analisar, então, o preço do contrato 0859.0074609.12.2, firmado entre a PETROBRAS e o Consórcio SIEMAR PREMIUM, no valor de R\$ 45.239.936,90, foi confeccionado orçamento paradigma, segundo os critérios e procedimentos para elaboração de orçamentos de linhas de transmissão e subestações da ANEEL. (a metodologia completa é apresentada na peça 23 do processo TC - 22.464/2013).

Os resultados estão abaixo apresentados:

Orçamento Paradigma da Linha de Transmissão de 230 kV e Subestações - PREMIUM I

A partir das premissas e dos procedimentos adotados, chegou-se ao valor referencial de custo para o empreendimento, detalhado na tabela abaixo, de **R\$ 35,79 MILHÕES**, para o conjunto linha de transmissão / subestações.

Uma comparação entre os valores de propostas e da estimativa da Petrobras com o valor referencial é apresentada na tabela seguinte.

A partir da comparação acima, constata-se uma variação de +26,41% para o DFP da contratada (que corresponde ao valor contratado), Consórcio SIEMAR PREMIUM I, e de +3,33% para a proposta de menor valor do Convite 1047407118, da empresa Toshiba, desclassificada por inexecutabilidade. Com relação ao valor da estimativa da PETROBRAS, caracteriza-se uma variação de +63,16% em relação ao valor referencial.

Portanto, visando a avaliar a possível inexecutabilidade do preço oferecido pela TOSHIBA, foi constituído orçamento preliminar de referência, com base em metodologia e banco de preços da Aneel. Lançando mão dos quantitativos indicados no projeto licitado e colhendo informações adicionais pontuais nos documentos disponíveis (Estimativas de Custo da Petrobras e projeto executivo desenvolvido pela contratada), calculou-se, com base em premissas conservadoras, um valor preliminar referencial de R\$ 35.787.564,09, bem próximo ao valor ofertado pela Toshiba, que fora R\$ 36.976.627,99, sugerindo uma possível executabilidade do preço.

Diante dos fatos acima descritos a PETROBRAS foi instada a:

- esclarecer os eventos que conduziram à desclassificação de licitante com proposta comercial de menor valor no Convite 1047407118 e contratação de empresa segunda colocada que ofertara preço R\$ 10 milhões acima da primeira (Contrato 0859.0074609.12.2). Nos esclarecimentos, devem ser encaminhadas informações, comprovadas em documentos, que discriminem os critérios de aceitabilidade pré-estabelecidos para o certame e o registro objetivo dos motivos considerados no julgamento das propostas;
- manifestar-se, se assim desejasse, sobre os fatos narrados na presente instrução, em especial em relação à aparente exequibilidade financeira da proposta comercial de menor preço oferecida no Convite 1047407118, haja vista o orçamento preliminar de referência, constituído para se avaliar a possível inexecutabilidade, ter-se situado bem próximo ao menor valor verificado no certame;

Na peça 52 do processo TC 22.464/2013, a PETROBRAS apresenta seus esclarecimentos, defendendo basicamente seu ponto de vista sobre as inconsistências contidas na proposta da empresa TOSHIBA que a levaram a desclassificação, bem como inconformidades na metodologia utilizada pelo TCU na estimativa de custo para a obra em questão contrariando os valores da Petrobras utilizados na licitação.

O referido processo encontra-se ainda em aberto, aguardando parecer definitivo do TCU.

Observa-se que, independentemente da discussão sobre os valores propostos pelas empresas na licitação, caberia à PETROBRAS uma análise aprofundada da capacidade técnica e financeira de a TOSHIBA realizar a obra em questão. Aparentemente trata-se de empresa com larga experiência e competência no objeto do contrato. Esse fato foi pouco

explorado nos autos até o momento e o parecer definitivo deverá colher elementos que respondam essa indagação.

Setor petroquímico

DAS DENÚNCIAS

Uma das etapas mais importantes do processo de consolidação do setor petroquímico no Brasil foi a aquisição do Grupo IPIRANGA pela PETROBRÁS, o grupo ULTRA e a BRASKEM, operação estimada em **US\$ 4 BILHÕES**, anunciada em março de 2007. De acordo com o comunicado oficial, ao final da transação, a BRASKEM passará a deter 60% dos ativos do Grupo IPIRANGA na petroquímica e reforçará sua posição de controle na COPE SUL. Já a PETROBRÁS, ficará com 40% das atividades do Grupo IPIRANGA no setor petroquímico.

Posteriormente, a PETROBRÁS comunicou ao mercado, em 3 de agosto de 2007, a aquisição da totalidade das ações da SUZANO Petroquímica S.A. pelo preço total de **R\$ 2,1 BILHÕES**. No entanto, o valor global do negócio atingiu a monta de **R\$ 4,1 BILHÕES**, já que foi pago aos acionistas minoritários a quantia de **R\$ 600 MILHÕES** e a PETROBRAS assumiu uma dívida da Petroquímica Suzano da ordem de **R\$ 1,4 BILHÃO**. Entretanto, a operação de aquisição da totalidade do capital social somente foi aprovada pelo Conselho de Administração da estatal em 03/08/2007.

Dando continuidade aos movimentos de consolidação do setor petroquímico, foi comunicada, em 14 de maio de 2008, a integração na BRASKEM S/A de ativos petroquímicos detidos pela PETROQUISA e PETROBRÁS, consubstanciados em sua participação no capital social da COPE SUL – Companhia Petroquímica do Sul, da IPIRANGA Petroquímica SA, da Ipiranga Química S/A, da Petroquímica Paulínia S/A, e da Petroquímica TRIUNFO S/A, aumentando a Petroquisa sua

participação acionária na BRASKEM para 30,00% do capital votante e 23,08% do capital total.

O Sr. PAULO ROBERTO COSTA informou, em depoimento prestado nesta CPI, em 25/08/2015, que as aquisições de empresas na área petroquímica eram conduzidas pela área de novos negócios, a qual está ligada diretamente ao Presidente da PETROBRAS. Indagado sobre quem teve a palavra final na aquisição da SUZANO Petroquímica, o depoente reiterou que *“a palavra final da decisão em relação a uma aquisição era do presidente da companhia.”* No entanto, COSTA afirmou que manteve diversas tratativas com o senhor DAVID FEFFER para tratar do assunto, fato negado por FEFFER.

Causa imensa estranheza o fato do valor total da PETROQUÍMICA SUZANO estar cotado na BOVESPA, no dia de sua venda, em **R\$ 1,292 BILHÃO**. A PETROBRAS, portanto, **pagou um valor pelo menos 3x maior** pela companhia.

Já é conhecido o *modus-operandi* da quadrilha que lesou a PETROBRAS em bilhões de reais. Praticava-se o superfaturamento em obras, serviços e aquisições para apuração e repartição de propina. Isso já foi constatado pela Operação LAVA JATO. Podemos citar, como exemplo deste tipo de conduta, a aquisição da Refinaria de PASADENA ou o superfaturamento das obras do COMPERJ e RNEST.

É imperiosa a continuação das investigações acerca da atuação da quadrilha no Setor Petroquímico. Não é razoável supor que os mal-feitos praticados em inúmeros campos da PETROBRAS não tenham sido praticados justamente naquele que é o segmento mais nobre da indústria petrolífera.

RECOMENDAÇÕES

- Que haja o imediato aprimoramento da legislação que versa sobre os processos de contratação na PETROBRAS, haja vista que o Decreto 2.745/98 tem se mostrado uma porta aberta às inúmeras irregularidades identificadas pelo Tribunal de Contas da União - TCU;
- Que sejam elaborados projetos básicos com definição precisa das especificações mínimas a serem alcançadas na execução das obras e serviços diversos;
- Que na instrução dos processos licitatórios se torne obrigatória a elaboração de orçamentos detalhados por preços unitários de serviços, equipamentos e insumos, respaldados nas respectivas composições de custo e memórias de cálculo, bem como fazer constar a anotação de responsabilidade técnica com identificação precisa do responsável;
- Que seja obrigada a apresentação do orçamento detalhado com toda sua documentação aos órgãos de controle e fiscalização antes do processo de contratação;
- Que a apresentação dos EVTEs (**estudo de viabilidade técnica e econômica**) dos empreendimentos aos órgãos de controle sejam obrigatoriamente submetidas e estes, antes das contratações;
- Que no caso de obra de grande vulto, seja precedida da realização de audiência pública; (segundo relato da Sra. VENINA VELOSA à

CPI da PETROBRAS o EVTE da RNEST contraindicava a realização do empreendimento);

- Que as Sociedades de Propósito Específico (SPE), controladas pela Petrobras, sejam obrigadas a seguir a mesma legislação da Petrobras no caso de contratação de obras e serviços de engenharia;
- Que haja a redefinição dos critérios de aceitação de propostas de preços de obras, haja vista que a PETROBRAS tem adotado faixa de variabilidade de -15 a +20% em relação ao valor ofertado, seguindo interpretação de norma internacional da AACE (*Association for the Advancement of Cost Engineering*) que não encontra respaldo nas normas brasileiras, quer seja na Lei nº8.666/1993, no Decreto nº 2.745/1998 ou mesmo nas Leis de Diretrizes Orçamentárias;
- Que a Polícia Federal faça a análise de vínculos entre PAULO ROBERTO COSTA, RAIMUNDO PEREIRA e os gestores das empresas que compraram NAFTA da PETROBRAS no período compreendido entre os anos de 2005 e 2015;
- Que a Polícia Federal faça a análise de vínculos entre JOSÉ SÉRGIO GABRIELLI e DAVID FEFFER;
- Que a Polícia Federal faça a análise de vínculos entre JOSÉ SÉRGIO GABRIELLI e DANIEL FEFFER;
- Que a Polícia Federal faça a análise de vínculos entre PAULO ROBERTO COSTA e DAVID FEFFER;
- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem os contratos terceirizados da PETROBRAS. A

corrupção ocorria de maneira endêmica na empresa e os valores astronômicos dos contratos terceirizados podem conter fortes indícios de superfaturamento e corrupção;

- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem os contratos de afretamento aéreo e de dutos e tubos;
- Que a PETROBRAS mantenha as gravações em vídeo das reuniões do Conselho de Administração por pelo menos 10 anos subsequentes a ela;
- Que a PETROBRAS altere seu sistema de aquisição de produtos e serviços para RDC;
- Que a PETROBRAS crie mecanismos garantidores de absoluta publicidade e transparência em seus processos licitatórios;
- Que as investigações sobre o Setor Petroquímico nacional sejam aprofundadas pela Polícia Federal e Ministério Público Federal;
- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem a compra da Petroquímica SUZANO pela PETROBRÁS. (No dia de sua venda, a Petroquímica SUZANO estava avaliada em bolsa no valor total de R\$ 1,292 BILHÃO. A PETROBRÁS pagou **R\$ 2,1 BILHÕES** pelas ações da família Feffer, **R\$ 600 MILHÕES** para os acionistas minoritários e ainda assumiu uma dívida aproximada de **R\$ 1,4 BILHÃO**, perfazendo um total de **R\$ 4,1 BILHÕES**);

- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem a formação da BRASKEM. (A PETROBRAS comprou a Petroquímica SUZANO por **R\$ 4,1 BILHÕES** e formou a QUATTOR, avaliada por especialistas em **R\$ 2,5 BILHÕES**. A QUATTOR e outras 2 subsidiárias, foram vendidas à BRASKEM, logo em seguida por **R\$ 700 MILHÕES**);
- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem as ligações entre as famílias FEFFER, SAFRA e a corretora uruguaia VAILY AS, que lucrou na operação de venda da Petroquímica SUZANO para a PETROBRAS, possivelmente por meio de informações privilegiadas;
- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem o financiamento do BNDES concedido à SUZANO Celulose posteriormente à venda da Petroquímica SUZANO;
- Que a Polícia Federal faça a análise de vínculos entre PAULO ROBERTO COSTA e DAVID FEFFER. (Em seu depoimento à CPI, PAULO ROBERTO COSTA afirmou ter tido diversos contatos com o Sr. DAVID FEFFER para tratativas de negócios entre a PETROBRAS e a Petroquímica SUZANO. Esse fato foi desmentido por FEFFER à CPI, que afirmou ter tratado do assunto exclusivamente com o Presidente JOSÉ SÉRGIO GABRIELLI);
- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem a operação de venda da participação de JOANITA

GEYER para a ODEBRECHT, em seguida, para o grupo ESPÍRITO SANTO e, em seguida, para FRANK e MARIA GEYER;

- Que as autoridades competentes (Polícia Federal, Ministério Público Federal, CVM, CADE, Banco Central e Receita Federal) investiguem como os controladores da QUATTOR (Frank Abubakir e Maria Geyer) conseguiram comprar a participação de todos os outros membros da família, mesmo recebendo muito pouco pelas próprias ações após a venda da QUATTOR;

INDICIAR como incurso nas penas dos crimes de CORRUPÇÃO PASSIVA e/ou ATIVA e/ou CONCUSSÃO e todos em LAVAGEM DE DINHEIRO e ASSOCIAÇÃO CRIMINOSA as seguintes pessoas:

COMPERJ E RNEST

PAULO ROBERTO COSTA (diretor de abastecimento da Petrobras), RENATO DE SOUZA DUQUE (diretor de engenharia e serviços da Petrobras), PEDRO JOSE BARUSCO FILHO (gerente executivo de engenharia da Petrobras), VENINA VELOSA DA FONSECA (gerente executiva de abastecimento da Petrobras), FRANCISCO PAIS (gerente executivo de abastecimento da Petrobras), LUIZ ALBERTO GASPAR DOMINGUES (gerente executivo de abastecimento da Petrobras – programas de investimentos), CARLOS ALBERTO CARLETTO (gerente de integração da gestão da engenharia RNEST), OMAR ANTÔNIO KRISTOCHECK FILHO (gerente setorial da ENG-AB/IERENEST/IEDACR/CMCO), LUÍS CARLOS QUEIROZ DE OLIVEIRA (gerente setorial da ENG-AB/IERENEST/IEHDT/CMHDT), RICARDO LUÍS FERREIRA PINTO TÁVORA MAIS (gerente setorial da ENG-AB/IERENEST/IG/PID),

- CARLOS FREDERICO TREVIA (gerente de relacionamento e comunicação do Comperj), PAULO CÉSAR AMARO AQUINO (gerente executivo do Abastecimento-Petroquímica), ROBERTO GONÇALVES (gerente executivo de engenharia), JAIRO LUIZ BONET (gerente do Comperj), JOSÉ EDUARDO LOUREIRO (gerente do Comperj), NILO VIEIRA (ex-presidente do COMPERJ), JANSEN FERREIRA DA SILVA (ex-gerente executivo do COMPERJ), SERGIO MARTINS BEZERRA (Comissão de Licitação do COMPERJ), LAERTE PIRES (Comissão de Licitação do COMPERJ), GILBERTO MOURA DA SILVA (ex-diretor industrial do COMPERJ), GLAUCO LEGATTI (ex-gerente geral de RNEST), HELENO LIRA (gerente de setor de RNEST, indicava membros para as Comissões de Licitação de RNEST), IVO TASSO BAHIA BAER (gerente de setor de RNEST, indicava membros para as Comissões de Licitação de RNEST), MARCOS JOSÉ PESSOA DE REZENDE (gerente de setor de RNEST, indicava membros para as Comissões de Licitação de RNEST), ABENILDO ALVES DE OLIVEIRA (gerente de setor de RNEST, indicava membros para as Comissões de Licitação de RNEST), HEYDER DE MOURA CARVALHO (ex-gerente de compras da área de Abastecimento da Petrobras) e SERGIO DOS SANTOS ARANTES (estimador de custo para as licitações de RNEST) dirigentes do COMPERJ e da RNEST que assinaram contratos comprovadamente superfaturados ou indicaram membros de comissões de licitação que lesaram os cofres da PETROBRAS e o povo brasileiro. Sugerimos o bloqueio de bens e perda de função pública dos que, comprovadamente, praticaram atos de corrupção na petrolífera;

JURÍDICO PETROBRAS

- NILTON MAIA, responsável por assinar diversos contratos superfaturados pelo departamento jurídico da PETROBRAS;

CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE NAFTA

- RAIMUNDO PEREIRA, responsável pelo contrato de venda de NAFTA da PETROBRAS para a BRASKEM, que lesou a petrolífera em **R\$ 6 BILHÕES**, segundo o MPF. A NAFTA era vendida para a BRASKEM a preços inferiores aos do mercado internacional. Apenas essa operação rendeu ao Senhor Paulo Roberto Costa uma quantia entre **U\$ 3 MILHÕES** e **U\$ 5 MILHÕES** por ano, entre 2006 e 2012;

CRIMES NO SETOR PETROQUÍMICO

- DAVID FEFER, responsável legal da Petroquímica SUZANO, pela venda superfaturada da empresa para a PETROBRAS

EMPREITEIRAS DAS REFINARIAS SUPERFATURADAS

- Os responsáveis legais e executivos das empresas CAMARGO CORRÊA (Dalton dos Santos Avancini, presidente; Eduardo Hermelino Leite, vice-presidente; João Ricardo Auler, presidente do Conselho de Administração da construtora), GALVÃO ENGENHARIA (Dario de Queiroz Galvão Filho – sócio, Erton Medeiros Fonseca, diretor-presidente de Engenharia Industrial). ENGEVIX (Gerson de Mello Almada, vice-presidente), MENDES JÚNIOR (Sérgio Cunha Mendes, vice-presidente executivo), UTC ENGENHARIA (Ricardo Ribeiro Pessoa, presidente), OAS (José Aldemário Pinheiro Filho, presidente; Agenor Franklin Magalhães Medeiros, diretor; Mateus Coutinho de Sá Oliveira, vice-presidente

do conselho; José Ricardo Nogueira Breghirolli, funcionário), ODEBRECHT S.A (Marcelo Bahia Odebrecht – presidente da holding – Alexandrino de Salles Ramos Alencar – executivo, Rogério Santos de Araújo – diretor, Cesar Ramos Rocha – diretor, Marcio Faria da Silva – diretor, João Antônio Bernardi – ex-funcionário), ANDRADE GUTIERREZ (Otavio Marques de Azevedo – presidente e Elton Negrão – diretor)

- Os responsáveis legais das empresas que participaram das obras do COMPERJ, RNEST, PREMIUM I e II;
- Os responsáveis legais das seguintes empresas pela participação nas licitações fraudulentas para a construção de refinarias:

- ALUSA, ALUMINI S.A, CARIOCA CRISTHIANI NIELSEN ENGENHARIA, CONSTRUCAP, EGESA, FIDENS, GDK, IESA, JARAGUÁ EQUIPAMENTOS, MPE, PROMON, QUEIROZ GALVÃO, SCHAHIN ENGENHARIA, TECHINT, TOMÉ ENGENHARIA, SKANSKA BRASIL