

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC 015.331/2018-0

Natureza: Desestatização

Órgão/Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. TERCEIRO ESTÁGIO. IN 27/1998. PRIMEIRO CICLO DO PROCESSO DE OFERTA PERMANENTE DE BLOCOS TERRESTRES E MARÍTIMOS COM RISCO EXPLORATÓRIO E DE ÁREAS COM ACUMULAÇÕES MARGINAIS. OUTORGA DE CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO, REABILITAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. SEM RESSALVAS. COMUNICAÇÕES.

## RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (peça 108), cuja proposta de encaminhamento contou com a anuência do Diretor (peça 109) e do Secretário da referida unidade técnica (peça 110):

### I. “INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de desestatização para acompanhamento, nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, do Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração, reabilitação e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2. Estiveram disponíveis para oferta 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em quatro bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas).

3. Seguindo os procedimentos previstos, foram levados à sessão pública de apresentação de ofertas do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, realizada no dia 10/9/2019, 268 blocos exploratórios contidos em nove setores de cinco bacias sedimentares brasileiras (Campos, Sergipe-Alagoas, Parnaíba, Potiguar e Recôncavo), assim como todas 14 áreas com acumulações marginais disponíveis.

4. A presente análise aborda os aspectos e documentos concernentes ao Terceiro Estágio da sobredita fiscalização.

### II. HISTÓRICO

5. As licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988 e pela legislação setorial específica, definida especialmente pelas Leis 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e 12.351/2010 (Regime de Partilha)

e, ainda, pelas Resoluções ANP (RANP) 18/2015 e 24/2013, que tratam dos procedimentos para a realização das licitações de blocos para a concessão das atividades de exploração, reabilitação e produção, nos modelos de concessão e partilha de produção, respectivamente.

6. Para as áreas do Polígono do Pré-sal e estratégicas, tanto a Lei 12.351/2010, que estabelece o Regime de Partilha de Produção, quanto a RANP 24/2013 prescrevem regras específicas. Já o Regime de Concessão é definido especialmente pela Lei do Petróleo e pela RANP 18/2015. Assim sendo, o Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Áreas contempla apenas blocos sob o Regime de Concessão.

7. A outorga de áreas para exploração, reabilitação e produção de petróleo e gás natural segue, além das diretrizes emanadas nas mencionadas normas, estratégias definidas pela Presidência da República e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A ANP é responsável pelas atividades operacionais inerentes ao planejamento e execução da outorga, tais como desenvolver estudos visando à delimitação de blocos e também promover as licitações das áreas a serem ofertadas. A Agência já realizou, pelo regime de concessão, dezesseis rodadas de licitação de blocos com risco exploratório e quatro rodadas de áreas com acumulações marginais.

8. O Edital da Oferta Permanente, publicado em sua última versão no dia 17/5/2019, apresentou nas Tabelas 13 e 14 de seu Anexo I as áreas passíveis de serem levadas à oferta pública, a depender do interesse do mercado.

9. Consoante indicado pela ANP, os ciclos de Oferta Permanente são iniciados a partir da verificação de interesse por parte das licitantes inscritas, sendo seu início materializado a partir da apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração indicando os setores de interesse, para que esses sejam levados à oferta pública.

10. Assim, a partir da aprovação de uma garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse apresentada por licitante inscrita, a Comissão Especial de Licitação (CEL) divulga um cronograma do ciclo de oferta permanente iniciado, com duração de até noventa dias. Cada ciclo é composto das seguintes etapas: a) Inscrição e pagamento de taxa de participação; b) Apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse; c) Realização de sessão pública de apresentação de ofertas relativa ao ciclo da Oferta Permanente iniciado; d) Qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas; e) Adjudicação do objeto e homologação da licitação; e f) Assinatura dos contratos de concessão.

11. Seguindo esse rito, foi aberto em 27/6/2019 o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, e realizada, em 10/9/2019, em conformidade com o cronograma publicado, a correspondente sessão pública de apresentação das ofertas.

12. Considerando que o presente processo foi autuado em 16/5/2018, a partir do protocolo do Ofício 030/2018/AUD da ANP (peça 1) em 11/5/2018, é oportuno esclarecer que este ciclo de oferta permanente se enquadra na regra prevista no art. 15 da IN TCU 81/2018:

Art. 15. Esta Instrução Normativa entra em vigor na data de sua publicação.

(...)

§ 2º Os processos já autuados ou que vierem a ser autuados até 31/12/2018 permanecerão submetidos aos ritos estabelecidos nas IN TCU 27/1998, IN TCU 46/2004 ou IN TCU 52/2007.

13. A análise do Primeiro e Segundo Estágios, na forma prescrita pela referida IN de regência, já foi realizada (peça 9), tendo sido – em aprovação, sob o ponto de vista formal – exarado o Acórdão 2.248/2019 – TCU – Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz (peça 12).

14. A seguir, passa-se ao exame técnico do Terceiro Estágio do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente.

### III. EXAME TÉCNICO DO TERCEIRO ESTÁGIO DO PRIMEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

15. De acordo com o preconizado pelo Art. 7º da IN TCU 27/1998, os documentos que devem ser analisados no âmbito do terceiro estágio são os seguintes:

Art. 7º A fiscalização dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos será prévia ou concomitante, devendo ser realizada nos estágios a seguir relacionados, mediante análise dos respectivos documentos:

[...]

III – terceiro estágio:

- a) atas de abertura e de encerramento da habilitação;
- b) relatório de julgamento da habilitação;
- c) questionamentos das licitantes sobre a fase de habilitação, eventuais recursos interpostos, acompanhados das respostas e decisões respectivas;
- d) atas de abertura e de encerramento da fase do julgamento das propostas;
- e) relatórios de julgamentos e outros que venham a ser produzidos;
- f) recursos eventualmente interpostos e decisões proferidas referentes à fase do julgamento das propostas.

16. Em cumprimento, a ANP encaminhou, em 31/12/2019, por meio do Ofício 78/2019/AUD/ANP-RJ-e (peça 21), a correspondente documentação (listagem e classificação da informação às peças 22 e 23; documentos referentes ao terceiro estágio às peças 24 a 81).

17. Cabe observar que a homologação final do resultado da sessão pública foi publicada em 20/12/2019, denotando ligeira intempestividade no encaminhamento dos documentos, em vista do prazo de cinco dias conferido pelo inciso III, art. 8º da IN TCU 27/1998. Nada obstante, dada a atipicidade do período, dentro do qual se contam apenas quatro dias úteis, e considerando-se que não houve prejuízo aos trabalhos de fiscalização, alvitra-se reputar regularmente atendida a remessa.

#### III.1. Resultados da Sessão Pública de Apresentação de Ofertas

18. Realizada em 10/9/2019, na cidade do Rio de Janeiro, a sessão pública de apresentação de ofertas do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente levou à licitação todos os setores – dentre os disponíveis na Oferta Permanente, tanto referentes a blocos com risco exploratório quanto a áreas com acumulações marginais – para quais houve o tempestivo recebimento de declarações de interesse acompanhadas de garantias de oferta válidas.

19. Foram licitados, ao todo, 268 blocos com risco exploratório, contidos em nove setores de cinco bacias sedimentares (Campos, Sergipe-Alagoas, Parnaíba, Potiguar e Recôncavo), e 14 áreas com acumulações marginais, contidas em cinco setores de quatro bacias sedimentares (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo).

20. Dentre os blocos com risco exploratório, foram arrematados 33, totalizando uma área de 16.730,43 km<sup>2</sup>. O total de bônus de assinatura ofertado foi de R\$ 15.325.190,66, e o Programa Exploratório Mínimo (PEM) foi de 15.300 Unidades de Trabalho (UT), equivalentes a um total de R\$ 309.782.000,00 em investimentos mínimos previstos durante a fase de exploração. A Tabela 1, a seguir, discrimina os blocos com risco exploratório arrematados e as respectivas ofertas e licitantes vencedores:

Tabela 1 – Blocos com Risco Exploratório arrematados no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

Bloco	Habilitação Mínima	Consórcio Vencedor (* Empresa Operadora)	Bônus de Assinatura Ofertado (R\$)	Ágio em relação aos Bônus de Assinatura mínimos (%)	PEM ofertado (em UT)	PEM ofertado (em R\$, equivalente)	Ágio em relação aos PEM requeridos no edital (%)	Pontos (Nota Final)
-------	--------------------	--	------------------------------------	---	----------------------	------------------------------------	--	---------------------

	Bloco	Habilitação Mínima	Consórcio Vencedor (* Empresa Operadora)	Bônus de Assinatura Ofertado (R\$)	Ágio em relação aos Bônus de Assinatura mínimos (%)	PEM ofertado (em UT)	PEM ofertado (em R\$, equivalente)	Ágio em relação aos PEM requeridos no edital (%)	Pontos (Nota Final)
1	PN-T-47	C	Eneva S.A.* (100%)	675.592,56	100,00%	1897	38.888.500,00	168,32%	100
2	PN-T-48A	C	Eneva S.A.* (100%)	363.255,76	100,00%	1448	29.684.000,00	291,35%	100
3	PN-T-66	C	Eneva S.A.* (100%)	895.516,90	100,00%	2673	54.796.500,00	278,08%	100
4	PN-T-67A	C	Eneva S.A.* (100%)	363.793,02	100,00%	336	6.888.000,00	1,51%	100
5	PN-T-68	C	Eneva S.A.* (100%)	674.656,84	100,00%	1336	27.388.000,00	131,14%	100
6	PN-T-102A	C	Eneva S.A.* (100%)	530.274,58	100,00%	1121	22.980.500,00	132,57%	100
7	POT-T-392	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	228	1.254.000,00	0,00%	100
8	POT-T-432	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	207	1.138.500,00	0,00%	100
9	POT-T-433	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	224	1.232.000,00	0,00%	100
10	POT-T-434	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	226	1.243.000,00	0,00%	100
11	POT-T-476	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	297	1.633.500,00	0,00%	100
12	POT-T-477	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	226	1.243.000,00	0,00%	100
13	POT-T-478	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	100	550.000,00	0,00%	100
14	POT-T-519	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	213	1.171.500,00	0,00%	100
15	POT-T-521	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	169	929.500,00	0,00%	100
16	POT-T-564	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	242	1.331.000,00	0,00%	100
17	POT-T-565	C	Phoenix Empreendimentos Ltda.* (100%)	100.000,00	100,00%	1000	5.500.000,00	817,43%	100
18	POT-T-566	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	180	990.000,00	0,00%	100
19	POT-T-606	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	240	1.320.000,00	0,00%	100
20	POT-T-610	C	Phoenix Empreendimentos Ltda.* (100%)	70.000,00	40,00%	219	1.204.500,00	0,00%	100
21	POT-T-650	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	240	1.320.000,00	0,00%	100
22	POT-T-651	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	240	1.320.000,00	0,00%	100
23	POT-T-652	C	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	214.345,00	328,69%	240	1.320.000,00	0,00%	100
24	POT-T-740	C	Imetame Energia Ltda.* (100%)	75.115,00	50,23%	102	561.000,00	0,00%	100
25	POT-T-834	C	Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.* (100%)	250.034,00	400,07%	234	1.287.000,00	2,63%	100
26	REC-T-67	C	Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.* (100%)	50.000,00	0,00%	211	1.160.500,00	0,00%	100
27	REC-T-77	C	Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.* (100%)	50.000,00	0,00%	211	1.160.500,00	0,00%	100

	Bloco	Habilitação Mínima	Consórcio Vencedor (* Empresa Operadora)	Bônus de Assinatura Ofertado (R\$)	Ágio em relação aos Bônus de Assinatura mínimos (%)	PEM ofertado (em UT)	PEM ofertado (em R\$, equivalente)	Ágio em relação aos PEM requeridos no edital (%)	Pontos (Nota Final)
28	REC-T-58	C	Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.* (100%)	50.000,00	0,00%	209	1.149.500,00	0,00%	100
29	REC-T-110	C	Petroil Óleo e Gás Ltda.* (50%) Oil Group Exploração e Produção S.A. (50%)	55.000,00	10,00%	184	1.012.000,00	0,00%	100
30	REC-T-121	C	Petroil Óleo e Gás Ltda.* (50%) Oil Group Exploração e Produção S.A. (50%)	55.000,00	10,00%	209	1.149.500,00	0,00%	100
31	SEAL-M-505	A	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.* (50%) Murphy Exploration & Production Company (20%) Enauta Energia S.A. (30%)	2.700.525,00	19,93%	207	31.464.000,00	78,45%	100
32	SEAL-M-575	A	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.* (50%) Murphy Exploration & Production Company (20%) Enauta Energia S.A. (30%)	3.110.595,00	20,13%	200	30.400.000,00	72,41%	100
33	SEAL-M-637	A	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.* (50%) Murphy Exploration & Production Company (20%) Enauta Energia S.A. (30%)	2.040.657,00	20,17%	231	35.112.000,00	99,14%	100
<b>Totais</b>				<b>15.325.190,66</b>	<b>61,48%</b>	<b>15.300</b>	<b>309.782.000,00</b>	<b>80,49%</b>	

Fonte: elaborado com base nas Atas da 14ª, 15ª, 16ª e 17ª Reuniões da CEL, e Tabela 13 do Anexo I do edital da Oferta Permanente.

21. Não foram apresentadas ofertas para três setores: SC-AR4, SSEAL-API, SSEAL-T3.
22. Observou-se, no somatório das ofertas para blocos com risco exploratório, um ágio de 61,48% em relação aos valores de bônus de assinatura mínimos, bem como uma oferta de PEM 80,49% superior ao requerido em edital.
23. Dentre as áreas com acumulações marginais, foram arrematadas 12, totalizando uma extensão de 148,01 km<sup>2</sup>. O total de bônus de assinatura ofertado foi de R\$ 6.981.645,86, com Programa de Trabalho Inicial (PTI) total equivalente a R\$ 10.500.000,00. A Tabela 2, a seguir, discrimina as áreas com acumulações marginais arrematadas e as respectivas ofertas e licitantes vencedores:

Tabela 2 – Áreas com Acumulações Marginais arrematadas no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

	Bacia	Setor	Área com acumulação marginal	Qualif. mínima	Consórcio Vencedor (* Empresa Operadora)	Programa de Trabalho Inicial (PTI) (R\$)	Bônus de Assinatura Ofertado (R\$)	Ágio em relação aos Bônus de Assinatura Mínimos (%)
1	Espírito Santo	SES-T4	Mosquito	D	Petromais Global Exploração e Produção LTDA* (50%) Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%)	700.000,00	601.564,10	2884,10%

	Bacia	Setor	Área com acumulação marginal	Qualif. mínima	Consórcio Vencedor (* Empresa Operadora)	Programa de Trabalho Inicial (PTI) (RS)	Bônus de Assinatura Ofertado (RS)	Ágio em relação aos Bônus de Assinatura Mínimos (%)
2	Espírito Santo	SES-T4	Saira	D	Petromais Global Exploração e Produção LTDA* (50%) Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%)	2.100.000,00	2.414.111,10	3891,85%
3	Espírito Santo	SES-T6	Lagoa Parda Sul	D	Imetame Energia Ltda.* (100%)	700.000,00	20.159,00	0,00%
4	Potiguar	SPOT-T4	Tiziu	D	Petromais Global Exploração e Produção LTDA* (50%) Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%)	700.000,00	215.322,10	701,11%
5	Potiguar	SPOT-T4	Trapiá	D	Petro-Victory Energia Ltda.* (100%)	700.000,00	421.042,00	3032,99%
6	Recôncavo	SREC-T4	Camaçari	D	Creative Energy Serviços e Exploração Ltda* (100%)	1.400.000,00	1.507.373,73	3223,35%
7	Recôncavo	SREC-T4	Fazenda Gameleira	D	Petromais Global Exploração e Produção LTDA* (50%) Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%)	700.000,00	337.800,10	1575,68%
8	Recôncavo	SREC-T4	Fazenda Sori	D	Brasil Refinarias Ltda* (50%) Guindastes Brasil Locação de Equipamentos Ltda. (50%)	700.000,00	77.075,00	282,34%
9	Recôncavo	SREC-T4	Lagoa Verde	D	Great Energy S.A.* (100%)	700.000,00	315.000,00	1462,58%
10	Recôncavo	SREC-T4	Pojuca Norte	D	Brasil Refinarias Ltda* (50%) Guindastes Brasil Locação de Equipamentos Ltda. (50%)	700.000,00	67.075,00	232,73%
11	Recôncavo	SREC-T4	Rio Joanes	D	Creative Energy Serviços e Exploração Ltda* (100%)	700.000,00	217.373,73	978,30%
12	Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3	Piaçabuçu	D	Perícia Engenharia e Construção Ltda.* (50%) Andorinha Petróleo LTDA (50%)	700.000,00	787.750,00	5761,67%
<b>Totais</b>						<b>10.500.000,00</b>	<b>6.981.645,86</b>	<b>2221,78%</b>

Fonte: elaborado com base nas Atas da 14ª, 15ª, 16ª e 17ª Reuniões da CEL, e Tabela 14 do Anexo I do edital da Oferta Permanente.

24. Não foram apresentadas ofertas para duas áreas com acumulações marginais: Miranga Leste (setor SREC-T4, bacia do Recôncavo) e Rio Ibiribas (setor SES-T6, bacia do Espírito Santo).

25. Observou-se, no somatório das ofertas para as áreas com acumulações marginais, um ágio de 2.221,78% em relação aos mínimos estabelecidos no edital. Vale repisar que as atividades do Programa de Trabalho Inicial (PTI) foram previamente fixadas no edital.

### III.2. Habilitação

26. Em atenção ao disposto na seção 8 do edital da Oferta Permanente, as licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas foram submetidas à qualificação, realizada pela Superintendência de Promoção de Licitações da ANP (relatórios de qualificação, peças 42-56, 60-62 e 71) e julgada pela Comissão Especial de Licitação (CEL), nos termos das Atas da 14ª, 15ª e 16ª Reuniões (peças 40, 58 e 70). A qualificação compreendeu a análise de documentação para comprovação da regularidade jurídica, fiscal e trabalhista, capacidade econômico-financeira e capacidade técnica das licitantes. A Tabela 3, a seguir, elenca as licitantes qualificadas, a respectiva categoria de qualificação, e o ato que a formalizou:

Tabela 3 – Qualificação das Licitantes Vencedoras no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

	Licitante	Qualificação	Ata da CEL	Publicação no DOU
1	Andorinha Petróleo Ltda.	Não Operadora	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
2	Creative Energy Serviços e Exploração Ltda.	Operadora D	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
3	Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda.	Operadora C	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
4	Enauta Energia S.A.	Operadora A	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
5	Eneva S.A.	Operadora C	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
6	ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.	Operadora A	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019

	Licitante	Qualificação	Ata da CEL	Publicação no DOU
7	Geopark Brasil Exp. e Prod. de Petróleo e Gás Ltda.	Operadora B	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
8	Great Energy S.A.	Operadora D	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
9	Imetame Energia Ltda.	Operadora C	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
10	Murphy Exploration & Production Company	Não Operadora	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
11	Perícia Engenharia e Construção Ltda.	Operadora D	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
12	Petromais Global Exploração e Produção Ltda.	Operadora D	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
13	Petro-Victory Energia Ltda.	Operadora C	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
14	Phoenix Empreendimentos Ltda.	Operadora C	Ata 14, de 1/11/2019	04/11/2019
15	Oil Group Exploração e Produção S.A.	Não Operadora	Ata 15, de 25/11/2019	26/11/2019
16	Petroil Óleo e Gás Ltda.	Operadora C	Ata 15, de 25/11/2019	26/11/2019
17	Guindastes Brasil Locação de Equipamentos Ltda.	Não Operadora	Ata 15, de 25/11/2019	26/11/2019
18	Brasil Refinarias Ltda.	Operadora D	Ata 16, de 5/12/2019	09/12/2019

Fonte: elaborado com base nas Atas da 14ª, 15ª e 16ª Reuniões da CEL.

27. Cabe consignar que, das 18 licitantes vencedoras na sessão pública de apresentação de ofertas do Primeiro Ciclo, 14 foram qualificadas já na 14ª Reunião da CEL (peça 40); para as quatro restantes – Oil Group Exploração e Produção S.A, Petroil Óleo e Gás Ltda, Guindastes Brasil Locação de Equipamentos Ltda, e Brasil Refinarias Ltda – a CEL deliberou por conceder prazo adicional, até 21/11/2019, para saneamento de não conformidades na documentação apresentadas, de acordo com as seções 1.4 e 3 do edital.

28. A documentação complementar foi tempestivamente apresentada, tendo sido qualificadas as licitantes Oil Group Exploração e Produção S.A, Petroil Óleo e Gás Ltda, e Guindastes Brasil Locação de Equipamentos Ltda. na 15ª Reunião da CEL (peça 58), e, por fim, qualificada a licitante Brasil Refinarias Ltda. na 16ª Reunião da CEL (peça 70).

### III.3. Julgamento das Ofertas

29. As ofertas apresentadas foram julgadas pela Comissão Especial de Licitação da Oferta Permanente nos termos da seção 7 do edital de licitações.

30. Conforme a seção 7.2 do edital, as ofertas para blocos com risco exploratório compõem-se do valor do bônus de assinatura e do valor do PEM. Ainda, consoante as seções 7.4 e 7.4.1, o julgamento das ofertas é feito individualmente para cada bloco. Assim, atribui-se a seguinte ponderação de critérios, pontos e pesos: a) o bônus de assinatura tem peso de 80% no cálculo da nota final atribuída à licitante ou consórcio concorrente; e b) o Programa Exploratório Mínimo tem peso de 20% no cálculo da nota final atribuída à licitante ou consórcio concorrente. Sendo assim, para um máximo de cem pontos, a nota final atribuída a determinado licitante é composta dessas duas parcelas, sendo declarada vencedora a licitante cuja oferta obtiver a maior nota final. A Tabela 4, abaixo, explicita essa forma de cálculo:

Tabela 4 – Metodologia de cálculo da nota final ofertada pelo licitante para os blocos com risco exploratório

$$\begin{aligned}
 \text{NOTA 1} &= 80 \times \left( \frac{\text{Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}}{\text{Maior Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}} \right) \\
 \text{NOTA 2} &= 20 \times \left( \frac{\text{PEM ofertado em UTs}}{\text{Maior PEM ofertado em UTs}} \right) \\
 \text{NOTA FINAL} &= \text{NOTA 1} + \text{NOTA 2}
 \end{aligned}$$

Fonte: seção 7.4.1 do edital da Oferta Permanente.

31. Para as áreas com acumulações marginais, segundo a seção 7.4.2 do edital, vence a licitante que ofertar o maior valor de bônus de assinatura.
32. O Relatório de Julgamento referente aos blocos exploratórios do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente foi aprovado na 15ª Reunião da CEL (peça 58), com proposta de adjudicação de todos os blocos arrematados.
33. Considerando que, na 15ª Reunião da CEL, ainda restava pendente a qualificação da licitante Brasil Refinarias Ltda., para as áreas com acumulações marginais foi emitido e aprovado Relatório de Julgamento Parcial, com proposta de adjudicação (parcial) de todas áreas para as quais as licitantes vencedoras já haviam sido devidamente qualificadas.
34. Assim, acolhendo as propostas da CEL, por meio da Resolução de Diretoria 737/2019 (peça 67), de 5/12/2019, a Diretoria da ANP adjudicou o objeto às licitantes vencedoras até então qualificadas e homologou parcialmente o resultado da sessão pública; ademais, convocou as licitantes adjudicatárias para assinatura dos contratos de concessão até 28/2/2020 – devendo, até 10/1/2020, entregar a documentação de assinatura dos contratos, bem como pagar – e comprovar o pagamento – dos bônus de assinatura.
35. Por fim, ante a qualificação da Brasil Refinarias Ltda., foi emitido e aprovado na 17ª Reunião da CEL (peça 74) o Relatório Complementar de Julgamento para as áreas com acumulações marginais, com proposta de adjudicação complementar das duas áreas restantes – Fazenda Sori e Pojuca – às licitantes qualificadas.
36. Por meio da subsequente Resolução de Diretoria 787/2019 (peça 79), de 19/12/2019, a Diretoria da ANP adjudicou as referidas áreas às licitantes vencedoras devidamente qualificadas e homologou o resultado da sessão pública, convocando as licitantes adjudicatárias para, nos mesmos prazos estipulados na Resolução de Diretoria 737/2019 para as demais, entregar a documentação pagar e comprovar o pagamento dos bônus de assinatura e assinar os contratos de concessão.
37. As Tabelas 1, 2 e 3 desta instrução (supra) apresentam o resultado consolidado de qualificação das licitantes e classificação das ofertas.

#### III.4. Desclassificação de Licitantes e Execução de Garantias de Oferta

38. Nos termos da seção 1.5 do edital de licitações da Oferta Permanente, as licitantes inscritas que apresentaram declaração de interesse acompanhadas de garantia de oferta e que não apresentaram oferta para blocos ou áreas nos setores indicados foram desclassificadas – restringindo-se os efeitos da desclassificação a tais blocos ou áreas –, cabendo proceder-se à execução das garantias de oferta, como indica a seção 6.5 do edital. Constam, nos Relatórios de Julgamento aprovados na 15ª e 17ª Reuniões da CEL, orientações à Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) da ANP para imediata adoção das providências definidas no edital.
39. Para os blocos com risco exploratório, foram desclassificadas as seguintes empresas (entre parênteses o setor para o qual se declarou interesse): Petro Rio O&G E&P de Petróleo Ltda. (SC-AR4), ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (SSEAL-AP1), Geopark Brasil E&P de P&G Ltda. (SSEAL-T3) e Phoenix Empreendimentos Ltda. (SPOT-T2). O valor total das garantias a serem executadas é de R\$ 591.000,00.
40. Para as áreas com acumulações marginais, foram desclassificadas as seguintes empresas (entre parênteses o setor para o qual se declarou interesse): Petromais Global E&P Ltda. (SSEAL-T3 e SES-T6), Petrosynergy (SSEAL-T3) e Petromais Exploração e Produção S.A (SES-T4). O valor total das garantias a serem executadas é de R\$ 5.000,00.

#### III.5. Conclusão da Análise do Terceiro Estágio

41. Diante da análise documental efetuada, e considerando que foram atendidas as exigências da legislação aplicável em relação ao encaminhamento da documentação relativa à qualificação de licitantes e julgamento de propostas do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, recomenda-se ao Tribunal considerar que a ANP atendeu, sob o ponto de vista formal, os requisitos

previstos no artigo 7º, inciso III, e artigo 8º, inciso III, ambos referentes ao Terceiro Estágio da IN TCU 27/1998.

#### **IV. ENVIO PARCIAL DE DOCUMENTAÇÃO REFERENTE AO QUARTO ESTÁGIO DO PRIMEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE**

42. De acordo com o preconizado pelo Art. 7º da IN TCU 27/1998, os documentos objeto de exame no âmbito do quarto estágio são os seguintes:

Art. 7º A fiscalização dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos será prévia ou concomitante, devendo ser realizada nos estágios a seguir relacionados, mediante análise dos respectivos documentos:

[...]

IV – quarto estágio:

a) ato de outorga;

b) contrato de concessão ou de permissão.

43. Segundo informação publicada no sítio oficial da ANP para a Oferta Permanente (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/1-ciclo-da-oferta-permanente/assinatura-contratos>), foram assinados, no dia 14/2/2020, 22 dos 45 contratos de concessão decorrentes deste Primeiro Ciclo da Oferta Permanente.

44. Em virtude disso, a Agência encaminhou, em 21/2/2020, por meio do Ofício 21/2020/AUD/ANP-RJ-e (peça 82), cópias digitalizadas dos respectivos instrumentos (peças 85-106; extrato publicado no DOU, peça 107). Foram firmados contratos com 11 empresas: Andorinha Petróleo Ltda., Creative Energy Serviços e Exploração Ltda., Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda., Enauta Energia S.A., Eneva S.A., ExxonMobil Exploração Brasil Ltda., Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda., Imetame Energia Ltda., Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda., Perícia Engenharia e Construção Ltda. e Petromais Global Exploração e Produção S.A.

45. Outrossim, por decisão da CEL, atendendo a requerimento da licitante Petro-Victory Energia Ltda., consignado na Ata de sua 18ª Reunião (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/comissao-especial-de-licitacao-da-oferta-permanente>), o prazo para assinatura dos demais 23 contratos – originalmente 28/2/2020 – foi prorrogado até 10/5/2020.

46. Desse modo, vez que apenas parcialmente percorrido o Quarto Estágio do feito, não se o tem como objeto da presente análise.

#### **V. CONCLUSÃO**

47. Tratou-se da análise da documentação referente à habilitação de licitantes e julgamento de propostas do Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração, reabilitação e produção de petróleo e gás natural, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

48. Ante todo o exposto, tendo por lastro o exame realizado, e com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, propõe-se considerar que, sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso III, e art. 8º, inciso III, referentes ao Terceiro Estágio, nos termos da Instrução Normativa TCU 27/1998.

#### **VI. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE**

49. O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF), nos processos de fiscalização deste Tribunal, tem seus critérios para cálculo e registro determinados pela Portaria TCU 222/2003. Consoante item 1.2 do Anexo I dessa Portaria, “quando forem examinados procedimentos

licitatórios que ainda não tenham resultado no empenho da despesa, o VRF corresponderá ao valor estimado pelo órgão com base na pesquisa prévia de mercado”.

50. Assim, o VRF neste processo foi inicialmente calculado pelo somatório dos valores de bônus assinatura mínimo e dos valores equivalentes de PEM ou PTI, conforme o caso, dos blocos com risco exploratório e das áreas com acumulações marginais compreendidas nos setores que estiveram efetivamente em oferta neste Primeiro Ciclo, totalizando R\$ 806.005.435,44 (discriminação às Tabelas 21 e 22 da instrução de Primeiro e Segundo Estágios, peça 9).

51. No presente estágio, todavia, é possível aplicar-se a segunda parte do citado item 1.2 do Anexo I da Portaria TCU 222/2003, “tendo havido adjudicação para uma empresa, o VRF será o valor da proposta vencedora”; dessa forma, o VRF deve ser atualizado, considerando-se o somatório dos valores de bônus assinatura e dos valores equivalentes de PEM ou PTI ofertados, conforme o caso, dos blocos com risco exploratório e das áreas com acumulações marginais adjudicados.

52. Desse modo, o VRF, calculado na forma proposta e de acordo com os valores discriminados nas Tabelas 1 e 2 desta instrução (supra), é de R\$ 342.588.836,52.

53. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria TCU 17/2015. Neste processo, os benefícios potenciais estimados deste acompanhamento relacionam-se à manutenção da expectativa de controle gerada pela atuação continuada desta Corte de Contas.

## VII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

54. Ante o exposto, uma vez que não foram verificadas irregularidades nos procedimentos ora analisados relativos ao Terceiro Estágio de avaliação do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o Regime de Concessão, submetem-se os autos à consideração superior, com posterior encaminhamento ao gabinete do Excelentíssimo Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo:

a) considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso III, e art. 8º, inciso III, referentes ao Terceiro Estágio, nos termos da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais;

b) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos) e que o inteiro teor dos acórdãos, incluindo os relatórios e os votos, pode ser obtido no dia seguinte ao de sua oficialização; e

c) restituir os autos à SeinfraPetróleo para acompanhamento do Quarto Estágio previsto na IN TCU 27/1998.”

É o Relatório.

## VOTO

Trago à apreciação deste Colegiado o processo de acompanhamento de desestatização referente ao Terceiro Estágio da IN TCU 27/1998 do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o regime de concessão.

2. A respeito do objeto da licitação, verifica-se que o edital contemplou a oferta de 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em 4 bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas).

3. Conforme descrito no Relatório que precede este Voto, durante a sessão pública realizada em 10/9/2019, na cidade do Rio de Janeiro, ao todo, foram licitados 268 blocos com risco exploratório, contidos em 9 setores de cinco bacias sedimentares, assim como 14 áreas com acumulações marginais, contidas em 5 setores de quatro bacias sedimentares.

4. Em relação aos blocos com risco exploratório, os 33 lotes arrematados resultaram em um bônus de assinatura de R\$ 15.325.190,66, ágio de quase 62% em relação ao inicialmente previsto, e no Programa Exploratório Mínimo (PEM) de 15.300 Unidades de Trabalho (UT), valor 80% superior ao requerido no edital, o equivalente a pelo menos R\$ 309.782.000,00 em investimentos durante a fase de exploração.

5. No que tange às áreas com acumulações marginais, 12 lotes foram arrematados, resultando no total de bônus de assinatura de R\$ 6.981.645,86 e Programa de Trabalho Inicial (PTI) total equivalente a R\$ 10.500.000,00. Ressalta-se expressivo ágio de mais de 2000% pago sobre o bônus de assinatura dessas áreas.

6. O certame foi homologado em 20/12/2019 e os documentos relativos ao terceiro estágio foram encaminhados pela ANP no dia 31/12/2019, ligeiramente fora do prazo de 5 dias indicado no inciso III, art. 8º, da IN TCU 27/1998. Nesse caso, entretanto, o envio fora do prazo previsto, potencialmente por causa do período festivo, não trouxe prejuízos ao trabalho.

7. Os licitantes vencedores foram submetidos à qualificação, que se deu pela análise da Superintendência de Promoção de Licitações da ANP dos comprovantes de regularidade jurídica, fiscal e trabalhista, bem como de capacidade técnica e econômico-financeira, e ao julgamento das ofertas, que foi realizado pela Comissão Especial de Licitação (CEL). Ao final, todas as 18 licitantes vencedoras foram qualificadas e terão seus contratos assinados.

8. Dessa forma, contata-se que os procedimentos adotados pela Comissão de licitação relativos às exigências para habilitação das licitantes e para julgamento das propostas se mostraram compatíveis com as prescrições legais e não comprometeram o carácter competitivo do certame. Portanto, conforme proposto pela unidade técnica, os requisitos do Terceiro Estágio da IN TCU 27/1998 foram atendidos.

9. Quanto ao quarto estágio, no dia 21/2/2020, a ANP encaminhou cópias de 22 dos 45 contratos de concessão que já foram celebrados. Entretanto, o prazo para assinatura das demais 23 avenças foi prorrogado até o dia 10/5/2020, o que impediu, neste momento, sua análise conjunta com o terceiro estágio. Necessário, portanto, que, após a deliberação deste Colegiado, os presentes autos retornem à unidade técnica para completar as verificações dos requisitos contidos nos art. 7º, inciso IV da IN TCU 27/1998.

10. Resta concluir que, diante das análises realizadas nas documentações encaminhadas pela ANP, considero que, alinhado ao parecer favorável da unidade, sob o ponto de vista formal, esta atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso III, e art. 8º, inciso III, referente ao Terceiro Estágio da IN TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural do primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais.

Diante do exposto, VOTO por que o Tribunal adote o acórdão que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 27 de maio de 2020.

AROLDO CEDRAZ  
Relator

## ACÓRDÃO Nº 1340/2020 – TCU – Plenário

1. Processo TC 015.331/2018-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: VII – Desestatização.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgão/Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
5. Relator: Ministro Aroldo Cedraz.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet).
8. Representação legal: não há.

## 9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de desestatização referente ao Terceiro Estágio de avaliação do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o regime de concessão;

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

9.1. considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso III, e art. 8º, inciso III, referentes ao Terceiro Estágio, nos termos da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais;

9.2. dar ciência desta deliberação, bem como do Voto e do Relatório que a fundamentam, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME); e

9.3. restituir os autos à SeinfraPetróleo para acompanhamento do Quarto Estágio previsto na IN TCU 27/1998.

## 10. Ata nº 18/2020 – Plenário.

11. Data da Sessão: 27/5/2020 – Telepresencial.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1340-18/20-P.

## 13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: José Mucio Monteiro (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz (Relator), Raimundo Carreiro, Ana Arraes e Bruno Dantas.

13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)  
JOSÉ MUCIO MONTEIRO  
Presidente

(Assinado Eletronicamente)  
AROLDO CEDRAZ  
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)  
CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA  
Procuradora-Geral