

Equipe

Elizabeth M. M. Q. Farina
Ernesto Moreira Guedes Filho
Eric Universo Brasil

**EFEITOS ANTICOMPETITIVOS DA PARTICIPAÇÃO
DA PETROBRAS NOS LEILÕES DE VENDA DE
ENERGIA GERADA POR TERMELÉTRICAS**

AGOSTO/2011

EFEITOS ANTICOMPETITIVOS DA PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NOS LEILÕES DE VENDA DE ENERGIA GERADA POR TERMELÉTRICAS

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. A ABERTURA DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	4
2.1. BREVE HISTÓRICO.....	4
2.2. LEILÕES DE ENERGIA.....	6
3. A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E A PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS	9
3.1. A CADEIA DO GÁS NATURAL E A PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS.....	14
4. OS RISCOS CONCORRENCIAIS	17
4.1. RACIONALIDADE ECONÔMICA DE UM COMPETIDOR VERTICALMENTE INTEGRADO.....	18
4.2. ESTRATÉGIAS ANTICONCORRENCIAIS DE UM COMPETIDOR VERTICALMENTE INTEGRADO.....	19
4.2.1 <i>Discriminação de preços ou das condições do serviço.....</i>	<i>19</i>
4.2.2 <i>Compressão de margens (margin squeeze).....</i>	<i>19</i>
4.2.3 <i>Recusa de venda/fornecimento (refusal to deal).....</i>	<i>20</i>
4.3. INCENTIVOS PARA QUE A PETROBRAS ADOTE PRÁTICAS ANTICOMPETITIVAS	20
4.3.1 <i>O contra-argumento do fim da “dupla margem” não é razoável.....</i>	<i>21</i>
4.4. O RISCO DE EVASÃO REGULATÓRIA.....	22
5. ABUSO DE PODER DE MERCADO.....	24
6. SUGESTÕES DE MUDANÇAS NAS REGRAS DOS LEILÕES	29
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	30

EFEITOS ANTICOMPETITIVOS DA PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NOS LEILÕES DE VENDA DE ENERGIA GERADA POR TERMELÉTRICAS

1. Introdução

No dia 17 de agosto de 2011, o Ministério de Minas e Energia promoveu um leilão para contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de energia elétrica para atendimento do crescimento da carga prevista dos distribuidores de energia, o “Leilão A-3”. Competiram usinas hidrelétricas, eólicas e térmicas a biomassa e a gás natural.

Nos leilões realizados até então, a Petrobras – empresa dominante na produção e na infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil – participou apenas como fornecedora ou, no máximo, como acionista minoritária de termelétricas a gás operadas por outras empresas. Desta vez, no entanto, a estatal optou por participar da licitação com uma usina termelétrica a gás natural própria (sua participação no capital é de 100%), além de manter sua posição de fornecedora do gás para outros proponentes inscritos no leilão.

A posição privilegiada da Petrobras como única empresa capaz de fornecer o insumo essencial para outras termelétricas a gás natural não verticalizadas e, ao mesmo tempo, competidora no leilão, traz riscos para a concorrência em condições isonômicas, pressuposto básico da licitação.

Realizado o referido leilão, ficou evidente que o risco concorrencial se materializou na forma de uma discriminação de preços e de condições de fornecimento do gás natural entre a termelétrica da Petrobras e as demais concorrentes, no sentido de favorecer a primeira à custa de outras termelétricas tão ou mais eficientes. Esta prática mina a eficácia do leilão como instrumento promotor da eficiência no fornecimento de energia elétrica.

Este trabalho analisa estes riscos, destacando as principais características da concorrência nos leilões da Aneel e possíveis alterações nas regras dos leilões para que tais riscos sejam mitigados. Para isso, ele foi dividido em sete seções. Além desta introdução, a segunda seção apresenta a abertura do setor elétrico nacional e os leilões de energia. A seção três destaca a participação da Petrobras na Matriz Elétrica Brasileira e a importância relativa das termelétricas a gás. A seção quatro apresenta os riscos concorrenciais da participação da Petrobras nos leilões de energia. A seção cinco apresenta as evidências de abuso de poder de mercado pela Petrobras no leilão de realizado no dia 17. A seção seis traz sugestões de mudança nas regras dos leilões. Por fim, a seção sete traz as considerações finais.

As fontes e referências utilizadas para a construção deste trabalho são todas públicas e estão identificadas ao longo do texto.

2. A abertura do setor elétrico nacional

2.1. Breve histórico

A Constituição Federal prevê que as atividades do setor elétrico no Brasil devem ser exploradas pelo Governo Federal: diretamente, por meio de órgãos ou estatais sob seu controle; ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões e autorizações para outros agentes. Até meados da década de 90, estes serviços eram prioritariamente conduzidos de forma direta pela Administração Federal. **A partir de então, diversas medidas para reformular o setor foram adotadas pelos sucessivos governos que assumiram o país. O objetivo principal desta reformulação era aumentar a concorrência e a eficiência dos serviços prestados pelo setor, estimulando a participação do investimento privado nacional e estrangeiro.** Dentre as mudanças implementadas, destacam-se:

A partir de 1995¹

- ✓ A desverticalização dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia;
- ✓ A exigência de que todas as concessões do setor fossem outorgadas por meio de processos licitatórios;
- ✓ A autorização para que determinados consumidores que apresentassem demanda significativa (chamados de consumidores livres) adquirissem energia elétrica diretamente das concessionárias, permissionárias ou autorizadas de sua escolha;
- ✓ A criação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIEs) que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, sua energia elétrica aos consumidores livres e distribuidores;
- ✓ O livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão para os consumidores livres e geradores de energia;
- ✓ A permissão de ingresso de investimento estrangeiro no setor; e
- ✓ A venda a investidores privados de participações em geradoras e distribuidoras com controle estatal.

A partir de 1996

- ✓ A atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) como órgão regulador – criada como uma autarquia independente. Até então, esta atribuição era do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), ligado ao Ministério de Minas e Energia (MME).²

¹ Alterações advindas da Lei de Concessões, de 13 de fevereiro de 1995, da Lei do Setor Elétrico, de 7 de julho de 1995, e da Emenda Constitucional nº 6, de 15 de agosto de 1995.

² A Aneel foi constituída pela Lei nº 9.427/96.

A partir de 1997

- ✓ A atuação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).³

A partir de 1998⁴

- ✓ A exigência de que distribuidoras e geradoras firmem seus contratos iniciais com preços e quantidades aprovados pela Aneel;
- ✓ A atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS), cuja finalidade é a administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- ✓ A abertura de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia;
- ✓ Restrições de concentração de propriedade de ativos de geração e distribuição; e
- ✓ A atuação do BNDES como agente financiador do setor.

A partir de 2000

- ✓ A criação do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)⁵, cuja finalidade principal era rapidamente adicionar capacidade instalada no país que, então, experimentava um déficit severo entre geração e demanda, situação provocada pela combinação de escassez de recursos hídricos e falta de investimentos em geração; e
- ✓ A determinação de que concessionárias e autorizadas passem a aplicar anualmente uma parte de suas receitas operacionais líquidas em programas de P&D (geradoras a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs não possuem esta obrigação).⁶

A partir de 2002⁷

- ✓ O início do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), cujo objetivo é promover o desenvolvimento de projetos com fontes alternativas. De acordo com o Proinfa, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes por 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidores; e
- ✓ Passam a vigorar as regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica.

³ Lei nº 9.478/97.

⁴ Alterações advindas da promulgação da Lei do Setor Elétrico.

⁵ Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000.

⁶ Lei nº 9.991/00.

⁷ Lei nº 10.438/02 e Lei nº 10.762/03.

A partir de 2004

- ✓ Passa a vigorar a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico⁸; e
- ✓ A atuação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, promovendo os leilões de compra e venda de energia, sob supervisão da Aneel.

Todas estas medidas – que se estendem por quase duas décadas – **deixam claro o intuito dos condutores da política energética nacional de conferir maior dinamismo, confiança e competitividade ao setor**. A participação de investidores privados cresceu significativamente neste período e **a concorrência passou a ser um dos pilares centrais da política de desenvolvimento e regulação do setor elétrico nacional**.

Neste cenário, as licitações promovidas pelo MME para concessão dos direitos de exploração de empreendimentos ligados ao setor assumem um papel fundamental. São os leilões que garantem a concorrência na disputa pelo mercado objeto da concessão, promovendo a alocação dos direitos de exploração aos empreendimentos mais eficientes.

2.2. Leilões de energia

De acordo com a Lei das Concessões vigente no Brasil, as empresas que planejam operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia devem participar de processos licitatórios. Empresas que pretendem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência inferior a 30 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização à Aneel. As concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área por determinado período. Este período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição.

As negociações de compra e venda de energia elétrica ocorrem em duas categorias distintas de mercado. Há o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos consumidores (“consumidores cativos”), e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que se refere à compra de energia por entidades não-reguladas – por exemplo, consumidores livres e comercializadoras.

Na contratação livre (cerca de 25% da carga brasileira), a comercialização da energia é realizada livremente em negociações bilaterais ou licitações privadas promovidas por demandantes ou ofertantes. Os preços refletem tanto as condições bilaterais quanto estruturais do mercado.

No ambiente de contratação regulada, as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia para atender aos consumidores de sua área de concessão por meio de leilões concebidos pelo Ministério de Minas e Energia,

⁸ Promulgada em 15 de março de 2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.163/04.

regulados pela Aneel e organizados pela CCEE. As aquisições são feitas junto às geradoras, comercializadoras e importadores de energia por meio de Contratos de Quantidade de Energia ou Contratos de Disponibilidade de Energia⁹.

A determinação da quantidade de energia elétrica que o sistema de contratação regulada como um todo irá necessitar nos leilões regulados é feita a partir da estimativa de demanda feita individualmente pelas distribuidoras e consolidada pelo governo. De acordo com a regulação vigente, as distribuidoras devem contratar 100% de suas necessidades de energia¹⁰ e têm o direito de repassar aos consumidores finais os custos dos compromissos assumidos em tais leilões, em que vencem os geradores que ofertarem a menor tarifa por unidade de energia (R\$/MWh).

Os leilões para aquisição de energia de empreendimentos de geração já em operação preveem a entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e, por isso, são denominados “Leilões A-1” (Leilões A menos 1), tendo prazos de duração entre três e quinze anos. Já os leilões para aquisição de energia oriunda de novos empreendimentos de geração preveem a entrega da energia a partir do terceiro (Leilão A-3) ou do quinto ano (Leilão A-5) após a respectiva licitação, com prazo de duração entre 15 e 35 anos. O MME é responsável pela concepção das diretrizes e da sistemática do leilão e pela definição de quais empreendimentos de geração estão aptos a competir e fornecer energia para as distribuidoras. Os editais são elaborados pela Aneel.

Como já dito acima, os leilões de compra provenientes de novos empreendimentos que entrarão em operação após cinco anos são os Leilões A-5 e os que entrarão em operação após três anos são denominados Leilões A-3. Há ainda os Leilões A-1 – realizados no ano anterior ao início da entrega para compra de energia proveniente de empreendimentos já construídos – e os Leilões de Ajuste – com entrega em até quatro meses para, como o próprio nome diz, atender a pequenos “ajustes” entre demanda prevista e demanda real das distribuidoras.

Os vencedores dos leilões no ambiente regulado devem firmar os contratos com cada distribuidora em proporção às suas respectivas declarações de necessidade. A exceção a esta regra se refere ao Leilão de Ajuste, no qual os contratos são específicos entre vendedor e distribuidor.

Desde 2004, quando passou a vigorar a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, diversos leilões para compra de energia no ambiente regulado já foram promovidos pelo governo. Dentre eles, onze leilões de energia nova, nove leilões de energia existente e dez leilões de ajuste, além de outros para suprimento de demandas específicas.

⁹ O primeiro tipo de contrato se refere a acordos bilaterais na qual o ofertante se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia, assumindo o risco no caso do fornecimento ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatório (geração hidrelétrica) ou por variações nos preços dos combustíveis (geração térmica). Nestes contratos, o risco assumido pelo ofertante pode até mesmo incluir a necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo para que o contrato firmado com a distribuidora seja cumprido. Já no segundo tipo, onde a geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao ACR, os custos variáveis de despacho são assumidos pela distribuidora.

¹⁰ A insuficiência de energia para suprir o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

Dois novos leilões foram realizados em agosto de 2011. No dia 17, ocorreu um Leilão A-3 (nº 02/2011) para compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração representados por usinas hidrelétricas, eólicas e térmicas a biomassa e a gás natural. No dia 18, ocorreu um leilão (nº 03/2011) para contratação de energia de reserva proveniente de geração a partir de térmicas a biomassa ou eólicas.

Pela primeira vez, a Petrobras participou dos leilões de energia proveniente de novas usinas termelétricas como única acionista de um empreendimento. Até então, a estatal só havia participado como sócia minoritária em empreendimentos liderados por outras empresas. No Leilão A-3 do dia 17, **a Petrobrás inscreveu a UTE Baixada Fluminense e participou da licitação como operadora da usina. Por outro lado, a estatal manteve sua posição de única empresa capaz de fornecer gás natural para todas as competidoras habilitadas que não possuíam produção e transporte próprio de gás e que concorreram com ela pela concessão dos empreendimentos termelétricos. Dado que o custo do gás representa uma parcela relevante do custo da energia gerada por estas usinas, a permissão de que a Petrobras participasse do leilão como operadora de um empreendimento trouxe consequências anticompetitivas ao certame.** Estas evidências serão abordadas nas próximas seções.

3. A Matriz Elétrica Brasileira e a participação da Petrobras

A Tabela 1 apresenta a Matriz Elétrica Brasileira por fonte geradora da energia. Segundo dados disponibilizados pela Aneel, de julho de 2011, cerca de 66% da capacidade instalada de geração de energia elétrica disponível no país é proveniente de usinas hidrelétricas. A segunda maior participação na matriz fica por conta das termelétricas a gás, que respondem por cerca de 10%. Os 23% restantes incluem termelétricas movidas a outros combustíveis (incluindo usinas nucleares), eólicas e energia elétrica importada de países vizinhos.

Tabela 1. Matriz Elétrica no Brasil

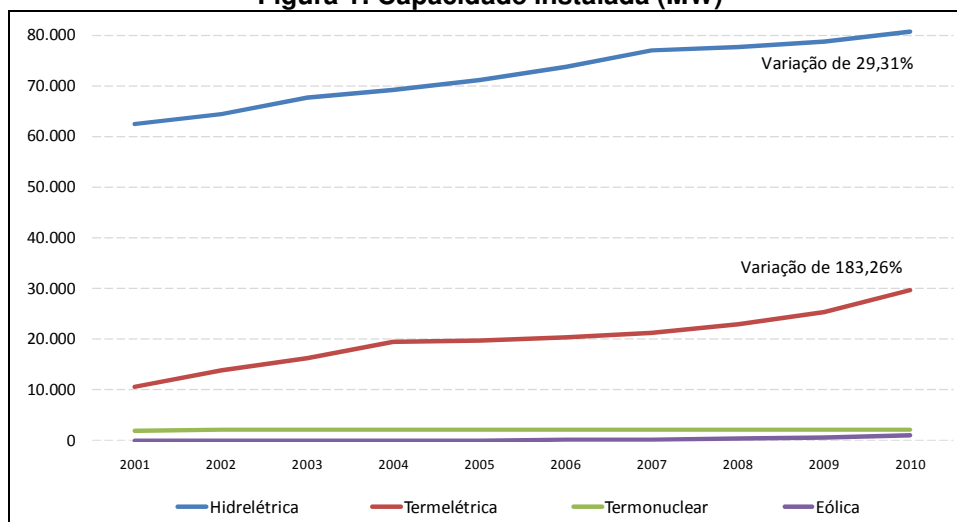
Tipo	Capacidade Instalada			Total		
	Nº de Usinas	kW	%	Nº de Usinas	kW	%
Hidrelétrica	927	81.461.730	66,29	927	81.461.730	66,29
Térmica a Gás	99	11.404.088	9,28	137	13.193.271	10,74
	Natural					
	Processo	38	1.789.183	1,46		
Térmica a Óleo	Óleo Diesel	872	3.880.082	3,16	902	6.675.209
	Óleo Residual	30	2.795.127	2,27		
Térmica a Biomassa	Bagaço Cana	337	6.656.956	5,42	412	8.351.331
	Licor Negro	14	1.245.198	1,01		
	Madeira	41	359.527	0,29		
	Biogás	14	70.742	0,06		
	Casca Arroz	6	18.908	0,02		
Térmica Nuclear	2	2.007.000	1,63	2	2.007.000	1,63
Térmica a Carvão	10	1.944.054	1,58	10	1.944.054	1,58
Mineral						
Eólica	56	1.081.542	0,88	56	1.081.542	0,88
Importação	Paraguai		5.650.000	4,60		8.170.000
	Argentina		2.250.000	1,83		
	Venezuela		200.000	0,16		
	Uruguai		70.000	0,06		
TOTAL	2.446	122.884.137	100	2.446	122.884.137	100

Empreendimentos em operação (atualizado: jul/2011)

Fonte: Aneel.

A participação da geração termelétrica na matriz elétrica cresceu significativamente nos últimos anos. Enquanto a capacidade de geração total do país evoluiu 51,35% e de geração hidrelétrica 29,31% na última década, a capacidade instalada (ou potência instalada, medida em megawatts) das termelétricas brasileiras cresceu 183,26% (Figura 1).

Figura 1: Capacidade instalada (MW)



Fonte: Aneel. Elaboração: Tendências.

A geração termelétrica é relevante para o país e reconhecidamente complementar ao parque hidrelétrico, sendo fundamental para garantir o atendimento da demanda mesmo em condições hidrológicas adversas.

São vários os combustíveis utilizados na geração termelétrica, sendo os de origem fóssil os mais comuns (cerca de 67% da capacidade termelétrica nacional, Tabela 2). O gás natural vem aumentando sua participação neste setor em todo o mundo e o caso brasileiro não é diferente: atualmente já representa 37,8% do combustível usado. Avanços na tecnologia de turbinas a gás e de usinas em ciclo combinado têm possibilitado o aumento significativo da eficiência termodinâmica das usinas termelétricas a gás natural, tornando-as uma opção competitiva. Estas vantagens se reforçam diante das significativas descobertas de novas reservas de gás natural em várias regiões do país nos últimos anos e do fato de que usinas a gás são menos poluentes que as termelétricas movidas a óleo.

Tabela 2. Classe de combustíveis utilizados por termelétricas no Brasil

Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
Licor Negro	14	1.245.198	4,13
Resíduos de Madeira	36	302.627	1,00
Capim Elefante	2	31.700	0,11
Biogás	14	70.742	0,23
Bagaço de Cana	337	6.656.956	22,07
Óleo de Palmiste	2	4.350	0,01
Carvão Vegetal	3	25.200	0,08
Casca de Arroz	6	18.908	0,06
Total Biomassa	414	8.355.681	27,70
Óleo Ultraviscoso	1	131.000	0,43
Gás Natural	99	11.404.088	37,80
Óleo Diesel	872	3.880.082	12,86
Gás de Refinaria	8	305.000	1,01
Óleo Combustível	29	2.664.127	8,83
Carvão Mineral	10	1.944.054	6,44
Total Fóssil	1.019	20.328.351	67,38
Enxofre	5	56.688	0,19
Gás de Alto Forno	14	299.555	0,99
Gás de Processo	8	638.420	2,12
Efluente Gasoso	2	211.320	0,70
Gás Siderúrgico	1	278.200	0,92
Total Outros	30	1.484.183	4,92
TOTAL	1.463	30.168.215	100

Capacidade em operação (atualizado: jul/2011)

Fonte: Aneel. Elaboração: Tendências.

O principal agente operador de termelétrica no Brasil é a Petrobras. A estatal aparece no *ranking* dos agentes geradores com maior capacidade instalada no país como líder entre as termelétricas a gás natural, líder entre todas as termelétricas e oitava colocada entre todos os agentes do setor – considerando também as hidrelétricas¹¹. A Tabela 3 relaciona as usinas com capital integral da Petrobras, de acordo com dados disponibilizado pela Aneel. Dos 11.404.088 kW de potência das termelétricas a gás natural operando na matriz elétrica nacional, 7.719.588 kW – ou seja, 68% - pertencem integralmente à Petrobras.

¹¹ Fonte: Aneel.

Tabela 3. Usinas com capital integral da Petrobras

Usinas em operação	Potência (kW)	Destino da energia	UF	Tipo de Geração	Combustível	Classe	Fase do empreendimento
Euzébio Rocha (Ex Cubatão - CCBS)	2.499.000	PIE	SP	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Governador Leonel Brizola (Ex TermoRio)	1.058.300	PIE	RJ	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Mário Lago (Ex Macaé Merchant)	922.615	PIE	RJ	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Cuiabá	529.200	PIE	MT	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Araucária	484.150	PIE	PR	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Fernando Gasparian (Ex Nova Piratininga)	386.080	PIE	SP	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Barbosa Lima Sobrinho (Ex Eletrobolt)	379.000	PIE	RJ	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Jesus Soares Pereira (Ex Vale do Açú)	367.920	PIE	RN	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Luiz Carlos Prestes (Ex Três Lagoas)	258.319	PIE	MS	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Termo Ceará	242.000	PIE	CE	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Aureliano Chaves (Ex Ibirité)	226.000	PIE	MG	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Celso Furtado (Ex Termobahia Fase I)	185.891	PIE	BA	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Sepé Tiaraju (Ex Canoas)	160.573	PIE	RS	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Alto do Rodrigues	11.800	APE	RN	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Atalaia	4.600	REG	SE	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Asfor	3.350	REG	CE	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
Aeroporto de Maceió	790	PIE	AL	UTE	Gás natural	Fóssil	Operação
SUB-TOTAL UTE Gás Natural	7.719.588						
Refinaria Duque de Caxias - REDUC	633.000	APE	RJ	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação
Refinaria Landulpho Alves – RLAM	62.500	APE-COM	BA	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação
Refinaria de Paulínea – REPLAN	60.500	APE	SP	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação
Refinaria Henrique Lages – REVAP	53.000	APE	SP	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação

Refinaria Presidente Getúlio Vargas – REPAR	32.000	APE-COM	PR	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação
Refinaria Presidente Bernardes – RPBC	24.500	APE	SP	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação
Sistema de Cogeração da RECAP	8.900	APE	SP	UTE	Gás de refinaria	Fóssil	Operação
SUB-TOTAL UTE Gás de Refinaria	874.400						
Bahia I – Camaçari	31.800	PIE	BA	UTE	Óleo diesel	Fóssil	Operação
Alcoa Beneficiamento	9.828	PIE	PA	UTE	Óleo diesel	Fóssil	Operação
Reman	6.400	APE	AM	UTE	Óleo combustível	Fóssil	Operação
Alcoa Porto	5.644	PIE	PA	UTE	Bagaço de Cana	Biomassa	Operação
Gabriel Passos	9.220	APE	MG	UTE	Gás de processo	Outros	Operação
CENPES – Petrobras	16.065	APE	RJ	UTE	ND		Outorga
SUB-TOTAL UTE Outros	78.957						
Pira	16.000	PIE	SC	PCH			Outorga
SUB-TOTAL PCH	16.000						
Piloto de Rio Grande	4.500	REG	RS	EOL			Outorga
Macau	1.800	REG	RN	EOL			Operação
SUB-TOTAL EOL	6.300						
TOTAL	8.695.245						

Fonte: Aneel. Elaboração: Tendências.

APE	Autoprodução de Energia
APE-COM	Autoprodução c/ Comerc. de Excedente
COM	Comercialização de Energia
PIE	Produção Independente de Energia
REG	Registro
SP	Serviço Público

Além de ser a maior operador de termelétricas a gás do Brasil, a Petrobras possui um expressivo poder de mercado em todos os elos da cadeia do gás natural no país.

3.1. A cadeia do gás natural e a participação da Petrobras

O segmento de gás natural possui algumas especificidades que fazem com que sua dinâmica seja bastante distinta daquela observada na cadeia dos demais combustíveis fósseis. Essa distinção se dá principalmente em função de seu elevado custo de transporte e armazenagem. Em certas circunstâncias, o custo de transporte do gás pode representar cerca de 50% do seu preço final, enquanto que, no caso do petróleo, esse percentual varia entre 5% e 10%. Além disso, a infraestrutura (dutos) necessária para o transporte e distribuição do gás natural envolve elevadas economias de escala e é específica (ou seja, não pode ser utilizada para outros propósitos).

Outra diferença relevante é o fato de praticamente não existir um mercado global de gás: cerca de 85% do produto consumido é produzido localmente. Portanto, ao contrário do que ocorre com os demais combustíveis fósseis, não se trata de uma *commodity* internacional¹².

A indústria de gás é caracterizada por uma complexa cadeia que liga o bloco produtor e as plantas de processamento, através da rede de transporte, até a malha de distribuição onde, finalmente, é entregue ao consumidor final (representado por consumidores residenciais, comerciais, industriais, veiculares e usinas termelétricas). Cada elo da cadeia corresponde a uma relação comercial com características bastante diferentes. Contudo, todos os elos são dependentes entre si. A viabilidade econômica para a exploração das reservas a gás e sua infraestrutura de transporte depende de grandes investimentos irreversíveis, sendo comum o surgimento de relações firmes de longo prazo entre as empresas do setor, as quais se traduzem nos contratos do tipo *take-or-pay*¹³, *ship-or-pay*¹⁴ ou na integração vertical.

Uma das características principais da cadeia é o fato de ela ser capital-intensiva (e de alta especificidade), com necessidade de elevados investimentos iniciais na produção,

¹² Além disso, dadas as dificuldades em comercializar pequenos volumes do produto ou aquelas descobertas feitas em regiões remotas, existe uma grande disponibilidade de gás que ainda não é comercialmente aproveitada. A exceção é o gás natural liquefeito que pode ser transportado e armazenado de forma mais flexível, mas que envolve um custo adicional de liquefação e regaseificação.

¹³ No contrato de suprimento são impostas cláusulas do tipo *take-or-pay* (“use-ou-pague”) em que o gerador é obrigado a comprar montantes mínimos de gás. Mais precisamente, as cláusulas que restringem o gerenciamento do contrato de combustível a serem cumpridas estabelecem: (a) ToP mensal → a usina é obrigada a comprar mensalmente um montante de gás correspondente a X% do montante de combustível disponibilizado para um dado mês; ou (b) ToP anual → como complemento à cláusula de ToP mensal, a usina é obrigada a comprar anualmente um montante de gás correspondente a Y% do montante de combustível disponibilizado para um ano.

¹⁴ São impostos à usina níveis mínimos de pagamento pelo uso do gasoduto. A usina deve pagar mensalmente Z% dos custos de transporte do gás contratado para o mês, independentemente do fato de o gás passar ou não pelo gasoduto; ou seja, não importa se a decisão da usina é de consumir o gás ou armazená-lo, o gerador efetuará um pagamento mínimo mensal pela disponibilidade da infraestrutura de transporte. Diferentemente do *take or pay*, o pagamento do *ship or pay*, sem que o gás seja consumido, não gera um crédito futuro. Neste caso, o *ship or pay* pode ser visto meramente como um custo fixo.

transporte, armazenagem e distribuição, mesmo quando comparada à cadeia de petróleo. Isso se deve a três fatores primordiais: (a) como a densidade do gás é menor que a do petróleo, é necessário um volume maior para se obter o mesmo conteúdo energético e, além disso, como o gás natural se encontra em estado gasoso, é necessária uma infraestrutura própria para seu manuseio, o que faz com que o custo de transporte e de armazenamento seja muito elevado; (b) ao contrário do petróleo, uma planta de extração de gás não tem valor comercial se, simultaneamente ao seu desenvolvimento, não for construída a infraestrutura necessária para escoar a produção para o mercado consumidor; e (c) parte significativa do gás natural é subproduto obtido na produção de petróleo (“gás associado”), o que implica um ritmo de produção que independe da demanda pelo gás.

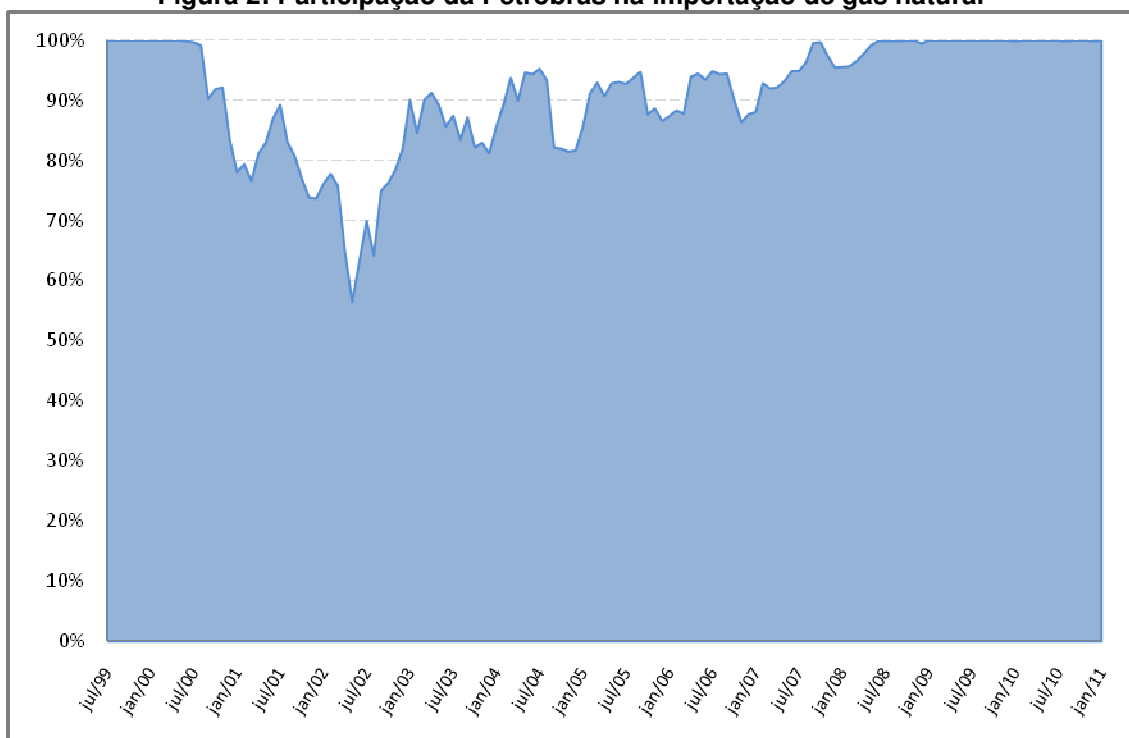
Conjuntamente, essas características tornam a oferta de gás inflexível, o que faz com que os fornecedores de gás natural frequentemente tenham que impor restrições do tipo *take-or-pay* ou *ship-or-pay* aos seus clientes.

Até 1995, o mercado era representado por uma única empresa (a Petrobras) operando em toda a cadeia do gás, da *montante a jusante*. A partir de então, as Emendas Constitucionais nº 5 e nº 9 transferiram aos Estados a exploração direta ou mediante concessão dos serviços locais de gás canalizado e permitiram a entrada de empresas privadas na geração de energia e na importação, exportação e transporte de gás natural.

Apesar de ter sido eliminada a posição de monopólio legal da Petrobras, este monopólio ainda ocorre de fato a montante e no midstream (produção e transporte) na cadeia. A empresa detém a maior parte das concessões de explorações de campos existentes e a totalidade da infraestrutura de transporte de gás (gasodutos) entre os campos de exploração e os mercados consumidores (o transporte do gás até os citygates é realizado pela Transpetro, subsidiária da Petrobrás). A Petrobras detém ainda 51% de participação na TBG, empresa que controla o gasoduto Brasil/Bolívia. Ou seja, é a única companhia a operar na exploração e transporte de gás natural para comercialização, sozinha ou em parceria com a iniciativa privada (como é o caso do gasoduto Bolívia/Brasil), e ainda possui forte participação em diversas empresas de distribuição do produto aos consumidores finais.

Mesmo quando incluímos na cadeia a importação de gás, o poder de mercado da Petrobras não é em nada diluído. A Figura 2 mostra sua participação na importação de gás natural na última década.

Figura 2: Participação da Petrobras na importação de gás natural



Fonte: ANP. Elaboração: Tendências.

Segundo os dados da ANP, desde o início de 2007 a participação da Petrobras nas importações de gás não é inferior a 90%. **Há mais de dois anos esta participação tem sido superior a 99,8%, indicando que a importação não proporciona uma contestação efetiva, pois a Petrobras também domina a infraestrutura necessária para importação de gás estrangeiro (gasodutos internacionais, terminais portuários, instalações de regaseificação de GNL)¹⁵. Além disso, mesmo que uma empresa decida fazer a importação de gás natural e tenha a infraestrutura de gaseificação necessária para isso, ela dependerá da infraestrutura de transporte da Petrobras para levar o gás do porto até a unidade consumidora.**

Estes aspectos evidenciam que a Petrobras possui elevado poder de mercado no segmento de produção e importação de gás natural, assim como detém o monopólio de sua rede de transporte. Este cenário pode comprometer ou restringir a concorrência nos leilões promovidos pelo MME e conduzidas pela Aneel, dado que a Petrobras é uma das concorrentes no segmento de termelétricas a gás. As próximas seções analisam estes riscos e suas consequências.

¹⁵ A importação de gás exige que o importador tenha à sua disposição instalações para a gaseificação deste gás e o posterior transporte dele até o consumidor. O gás importado chega ao Brasil em navios na forma de gás liquefeito e a sua gaseificação é feita no porto por navios apropriadamente preparados para isso.

4. Os riscos concorrenciais

O segmento de geração de energia é capital intensivo e os riscos e custos para financiar e viabilizar um novo empreendimento são significativamente reduzidos com o estabelecimento de contratos de longo prazo. A solução adotada no Brasil para viabilizar tais empreendimentos foi a realização de leilões periódicos de compra e venda de energia para atendimento ao crescimento de mercado das distribuidoras.

Os leilões para comercialização da energia de novos empreendimentos geradores, como o Leilão A-3 ocorrido no dia 17 de agosto, são peças fundamentais na criação de uma estrutura que privilegia a concorrência como instrumento para promover a modicidade tarifária. Num ambiente clássico de competição perfeita, os ofertantes concorrem no mercado pela demanda de seus bens e serviços, disputando os potenciais consumidores por meio, principalmente, de seus preços. Esta dinâmica concorrencial permite que o mercado, ao adquirir os produtos pelos menores preços, privilegie os ofertantes mais eficientes – com os menores custos de produção – e que os consumidores adquiram os produtos pelos menores preços possíveis. Diante dos investimentos específicos requeridos na produção de energia elétrica (vide seção 2), é necessário estabelecer compromissos por meio de contratos de fornecimento entre as partes, firmados com longos períodos de duração, por vezes, no formato *take or pay*. Essa característica implica que a concorrência entre empreendimentos de geração ocorre apenas no momento da decisão do investimento e não ao longo da vida útil do empreendimento. Neste sentido, os leilões de energia desempenham um papel fundamental ao fazer com que os potenciais fornecedores concorram pelo mercado (ao invés de no mercado) permitindo que os contratos de fornecimento de longo prazo sejam firmados sob preços competitivos, dado que os empreendimentos vencedores do certame conquistam o direito de venda no mercado numa concorrência *ex ante* à sua entrada nele.

Por outro lado, se o leilão não for eficiente na alocação do direito de venda da energia elétrica gerada, o contrato de fornecimento será firmado em bases que não refletem as condições de concorrência inicialmente idealizadas. Ou seja, como não há a concorrência no mercado, a concorrência pelo mercado garantirá que o suprimento de energia nos anos de vigência do contrato não seja mais custoso do que o necessário para os consumidores finais. Mesmo pequenas distorções concorrenciais podem resultar em grandes perdas para a sociedade no longo prazo.

Neste sentido, a participação da Petrobras nos leilões de novos empreendimentos geradores de energia (vide subseção 2.2) tem o efeito de minar a eficiência destas licitações, impedindo que os direitos de comercialização sejam eficazmente atribuídos para os geradores mais eficientes.

A análise deste caso deve ser feita levando sempre em consideração que se trata de uma concorrência na qual os competidores possuem um mesmo fornecedor, mas este fornecedor, além de única opção viável para estes competidores, é verticalmente integrado *a jusante*, tornando-se um concorrente privilegiado.

4.1. Racionalidade econômica de um competidor verticalmente integrado

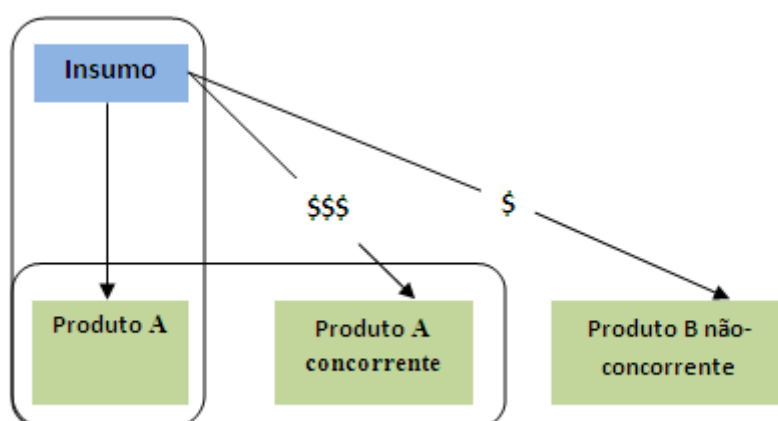
O primeiro questionamento que pode surgir no raciocínio do tema refere-se à racionalidade econômica que levaria uma empresa a prejudicar rivais que são, ao mesmo tempo, seus clientes. Por que uma empresa dominante na etapa de produção da matéria prima teria incentivos para causar prejuízos e, conseqüentemente, reduzir vendas para as empresas não integradas?

Se as empresas *a jusante* (integrada e demais rivais) atuarem em mercados relevantes diferentes, as perdas da empresa *a montante* integrada, ao não servir seus clientes adequadamente, não serão compensadas por ganhos obtidos pela empresa integrada *a jusante* e, portanto, não há incentivos para que a empresa *a montante* prejudique seus clientes. Por outro lado, se estas competirem no mesmo mercado relevante, a firma verticalmente integrada possuirá maiores incentivos para não fornecer um serviço adequado às suas concorrentes, dado que isto resultará numa transferência de demanda das rivais para sua empresa *a jusante*, compensando a perda no fornecimento com um lucro maior junto à empresa integrada.

A empresa integrada pode ter ainda incentivos para eliminar as concorrentes *a jusante* com o intuito de aumentar a barreira à entrada no mercado *a montante*. Isto ocorreria porque se a empresa integrada *a jusante* tiver grande participação de mercado, um potencial entrante no mercado *a montante* pode ser desestimulado ao analisar que seu mercado consumidor é altamente integrado com seu concorrente.

Nestes cenários, o resultado da interação estratégica entre os agentes tende a levar o fornecedor a fixar o preço do insumo para as empresas que concorrem com a companhia integrada num patamar acima do valor ótimo que ele cobra das empresas que concorrem em outros mercados.

Figura 3: Lógica de atuação de uma empresa verticalmente integrada



Elaboração: Tendências.

O caso em tela mostra claramente uma situação na qual a empresa integrada *a jusante* (termelétrica da Petrobras) concorre diretamente com outras empresas (demais

termelétricas que não são verticalmente integradas) que obtêm seu insumo do fornecedor integrado (Petrobras).

4.2. Estratégias anticoncorrenciais de um competidor verticalmente integrado

Diversas estratégias anticompetitivas podem ser articuladas por empresas verticalmente integradas que fornecem insumos aos seus concorrentes. A literatura econômica de defesa da concorrência resume estas estratégias em três categorias:

- ✓ Discriminação de preços ou das condições do serviço prestado pela fornecedora (*price/service discrimination*);
- ✓ Compressão de margens das empresas *a jusante* (*margin squeeze*);
- ✓ Recusa de venda/fornecimento para as rivais (*refusal to deal*).

4.2.1 Discriminação de preços ou das condições do serviço

A discriminação no fornecimento (preço ou condições de serviço) para uma empresa integrada *a jusante* em relação a suas rivais constitui a mais básica prática anticompetitiva que um concorrente pode utilizar para se beneficiar de sua posição na cadeia produtiva.

Especificamente no que se refere ao setor elétrico, um documento elaborado pela agência reguladora de energia dos EUA, *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC),¹⁶ – com os comentários do *Federal Trade Commission* (FTC) – apresenta alguns tipos de discriminação que as empresas do setor utilizam para favorecer seus afiliados *a jusante* em detrimento dos concorrentes. Segundo a FERC, uma potencial fonte de discriminação ocorre com a venda ou provisão de serviços em condições preferenciais para a empresa integrada em detrimento das não integradas. Este tipo de discriminação clássica pode ser alcançado, por exemplo, com a venda de insumos da empresa integrada por preço inferior ao ofertado aos demais participantes do mercado *a jusante*. Dessa forma, a empresa dominante no fornecimento do insumo subsidia o fornecimento de sua empresa no mercado *a jusante* por meio do sobrepreço cobrado das demais clientes da fornecedora. Esta estratégia tem o efeito de elevar os lucros do grupo verticalmente integrado, colocando suas rivais em posição desfavorável.

4.2.2 Compressão de margens (*margin squeeze*)

Outra estratégia anticompetitiva que pode ser adotada por empresas na situação da Petrobras é a compressão de margens das rivais. Esta prática também é mencionada pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) em seu relatório¹⁷.

¹⁶ Federal Energy Regulatory Commission (2004). *Solicitation Processes for Public Utilities Acquisition and Disposition of Merchant Generation Assets by Public Utilities*. Comment of the Federal Trade Commission.

¹⁷ Vide nota 16.

Nesta situação, a fornecedora “inflaciona” os preços dos insumos para todas as concorrentes do mercado *a jusante*. Se por um lado esta prática não caracteriza uma discriminação clássica, dado que a empresa integrada também pagará mais pelo insumo, por outro, os ganhos derivados da maior lucratividade no mercado *a montante* mais que compensam as perdas na sua empresa *a jusante*. Ademais, a empresa *a jusante* integrada consegue suportar menores margens na sua operação e a eventual saída de suas concorrentes do mercado permite capturar mais mercado, o que poderá ensejar maior lucratividade no mercado *a montante* no futuro.

4.2.3 Recusa de venda/fornecimento (refusal to deal)

Uma empresa verticalmente integrada pode ainda se recusar a fornecer os insumos necessários para as concorrentes da empresa *a jusante*. Tal ação equivale a uma discriminação na qual o preço cobrado pela venda do insumo é infinito.

No caso em tela, a verticalização pode criar um incentivo para que a Petrobras se recuse a manter o compartilhamento da estrutura essencial para operação das demais termelétricas a gás. Tal prática gera prejuízos à concorrência do setor na medida em que os rivais não integrados defrontam-se com a impossibilidade de obter um contrato de fornecimento de combustível – condição necessária para que sejam habilitados tecnicamente para participar do leilão.

4.3. Incentivos para que a Petrobras adote práticas anticompetitivas

Há que se verificar ainda se existem incentivos para que tais práticas anticompetitivas sejam adotadas por uma empresa estatal como a Petrobras. Se ela não maximiza lucro, seu comportamento poderia ser diferente e mais benevolente com os rivais não integrados? Não é o que a literatura sustenta. Pelo contrário, a literatura aponta que a estrutura de incentivos defrontada pelas estatais pode ensejar comportamentos tão ou mais anticompetitivos que uma empresa privada.

Segundo Sappington e Sidak (2003)¹⁸, por não maximizarem lucro, poderíamos supor a princípio que as empresas estatais fossem menos agressivas em relação a seus concorrentes. Mas os autores mostram que, pelo contrário, **as estatais têm incentivos mais fortes para adotar condutas que afetam negativamente seus rivais, e esses incentivos são tão maiores quanto mais elas se afastam do objetivo de maximizar lucros.** Essas condutas incluiriam preços abaixo do custo, elevação dos custos operacionais dos rivais e elevação de barreiras à entrada para impedir a operação de novos concorrentes. De acordo com os autores, **os incentivos para agirem agressivamente podem ser criados pelos próprios objetivos da política governamental que induzem estas estatais a buscar a expansão de suas atividades como objetivo gerencial.**

¹⁸ Sappington, D. E. M.; Sidak, J. G. Incentives for Anticompetitive Behavior by Public Enterprise. **Review of Industrial Organization**. Vol. 22, pp. 183-206, 2003.

Na mesma linha, Pinheiro e Giambiagi (1992)¹⁹ argumentam que as empresas estatais têm objetivos comerciais e de política pública que podem ter um impacto negativo sobre a eficiência econômica, pois estas companhias não estão direcionadas a um objetivo maior de lucro. O ponto é que as empresas estatais não são necessariamente guiadas pela maximização do lucro, mas sim pelo crescimento da empresa, sendo, por outro lado, necessária a maximização do tamanho das suas operações e, conseqüentemente, a exclusão dos rivais.

Portanto, a racionalidade econômica para que empresas estatais adotem estratégias de fechamento de mercado são mais factíveis do que para empresas privadas. Isto porque, mais do que ampliar as suas operações, as empresas privadas querem maximizar seus lucros e este objetivo não necessariamente é atingido com a expansão da atuação da empresa na economia. Já no caso de estatais, a expansão da atuação é almejada, mesmo à custa de lucratividade.

A Petrobras certamente não constitui um exemplo diferente de estatal, haja vista a declaração do seu próprio presidente, José Sérgio Gabrielli, ao jornal O Estado de São Paulo (17/08/2011), afirmando que todas as decisões estratégicas da Petrobras – desde preços de combustíveis, venda para outros países ou exploração de reservas – são decisões políticas.

4.3.1 O contra-argumento do fim da “dupla margem” não é razoável

Outro argumento que poderia surgir em favor da Petrobras seria que a verticalização da estatal elimina a “dupla margem” dos elos de fornecimento do gás e de geração de energia, pois torna a Petrobras uma única empresa integrada nestes dois segmentos. Sob esta perspectiva, a eliminação desta “dupla margem” reduziria o carregamento da cadeia produtiva de eletricidade, reduzindo, no limite, a tarifa paga pelo consumidor final.

Acontece que este argumento é falacioso. Os leilões de energia tornam a competição pelo mercado acirrada, aproximando-a das características de uma concorrência perfeita. Conforme visto anteriormente, um leilão de disputa pelo mercado tem o efeito de refletir as mesmas condições de um mercado competitivo e uma termelétrica (ou qualquer outra empreendimento de geração) que ganhe o leilão não gozará de qualquer ganho de monopolista. Pelo contrário, seu lucro econômico tende a zero e seu ganho refletirá apenas a remuneração do seu capital e demais custos.

Portanto, a integração da empresa de fornecimento de gás e da termelétrica não tem um potencial de trazer ganhos para o consumidor via eliminação de uma margem monopolística na geração, pois o poder de mercado neste elo é eliminado pelo processo licitatório.

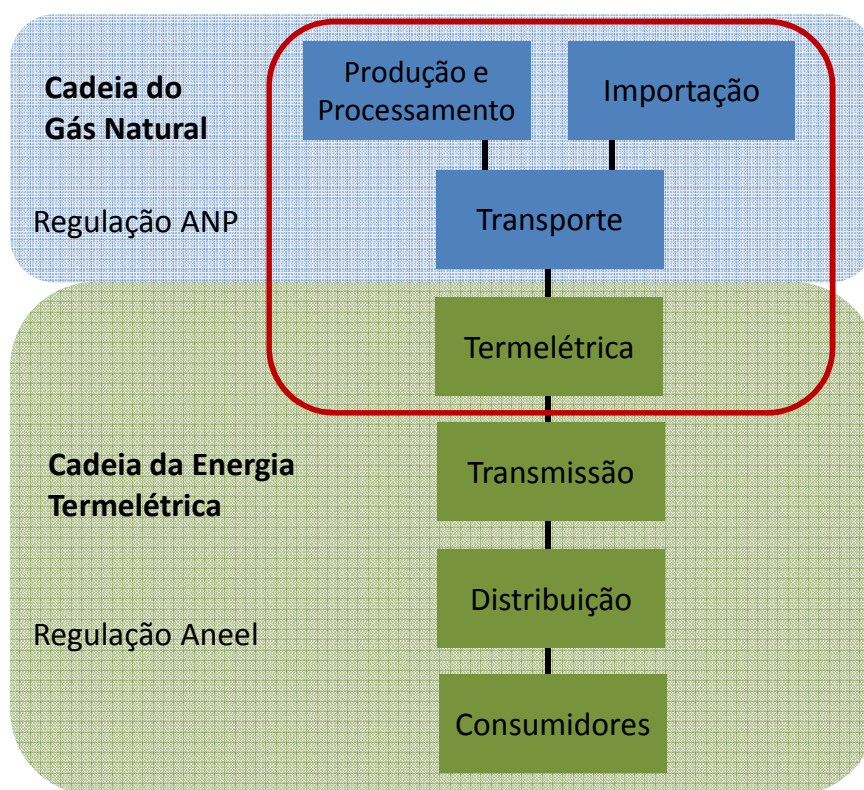
¹⁹ Pinheiro, A. C.; Giambiagi, F. As empresas estatais e o programa de privatização do governo Collor. **Pesquisa e Planejamento Econômico**. V. 22, n. 2, pp 241-288, 1992.

4.4. O risco de evasão regulatória

Além dos efeitos anticompetitivos, a participação da Petrobras nos leilões de venda de energia termelétrica como fornecedora de gás *a montante* e concorrente *a jusante* pode gerar outra consequência indesejável. Por deter o controle de toda a cadeia do gás natural, e devido à falta de transparência e ausência de contratos entre as empresas do grupo, **a verticalização da Petrobras sobre a geração de energia termelétrica cria dificuldades para que o(s) órgão(s) regulador(es) obtenha(m) informações sobre as condições comerciais praticadas pela empresa.**

Na Figura 4, a empresa verticalizada, representada pela linha vermelha, atua de forma integrada sobre duas cadeias com reguladores diferentes, enfraquecendo a capacidade de regulação de ambos e gerando o fenômeno que é conhecido na literatura econômica como evasão regulatória.

Figura 4: Risco de evasão regulatória pela integração vertical de duas cadeias distintas



Elaboração: Tendências.

A ausência de uma adequada separação financeira e contábil das operações integradas em cada elo da cadeia e a falta de contratos formais e bem estabelecidos quanto às condições comerciais que regem a relação das empresas verticalmente integradas têm o efeito de minar a atuação do regulador.

Segundo um relatório da OCDE²⁰ sobre separação estrutural em indústrias reguladas, a firma regulada e integrada verticalmente tem fortes incentivos para evadir a regulação e

²⁰ Structural separation in Regulated Industries – Report by the Secretariat, Directorate for Financial, Fiscal and Enterprise Affairs, Committee on Competition Law and Policy (2001) – OCDE.

restringir a concorrência em atividades complementares. Isto porque um conjunto de atividades (não competitivas e competitivas) é menos regulado que uma atividade não competitiva sozinha. Neste caso, a empresa regulada poderia recuperar os rendimentos monopolistas, que seriam perdidos pela regulação, e entrar no mercado competitivo restringindo ou dificultando o acesso de potenciais rivais.

Além da questão concorrencial, a assimetria de informação do regulador sobre as relações internas das empresas verticalmente integradas pode trazer prejuízos para os consumidores finais ao impedir que o mesmo tome medidas corretivas ou prudenciais de forma tempestiva.

Situação parecida já foi vivenciada pela própria Aneel em relação à Petrobras. No início de 2004, o Operador Nacional do Sistema acionou algumas termelétricas a gás, mas uma boa parte da demanda não pôde ser entregue por falta de gás e de gasodutos. Em meados do mesmo ano, a Aneel foi surpreendida mais uma vez com a insuficiência de gás para atender ao mesmo tempo as termelétricas e os demais usos do gás natural. Em 2006, novamente o Operador Nacional do Sistema acionou as termelétricas a gás, mas estas não conseguiram entregar o total contratado por falta de combustível. Diante das repetidas constatações de que a efetiva capacidade de geração das termelétricas a gás natural da Petrobras era inferior aos montantes contratados (devido à insuficiência de gás ou de infraestrutura de transporte), a Aneel autuou a Petrobras. A solução do problema tomou a forma de um Termo de Compromisso (TC) onde a Petrobras garantia a geração termelétrica. Porém, em julho de 2007, o Operador Nacional do Sistema acionou as termelétricas garantidas pelo TC, que mais uma vez não conseguiram gerar a energia inicialmente contratada. Como consequência, diversas termelétricas da Petrobras tiveram suas Garantias Físicas reduzidas até que essa apresentasse novamente a disponibilidade de gás, o que impactou o balanço energético nacional.

Esta sequência documenta falhas materiais na relação entre as termelétricas a gás do sistema elétrico e o fornecimento de gás natural, impactando todo o sistema elétrico nacional.

5. Abuso de poder de mercado

Quanto ao caso em tela, é fundamental destacar que esta discriminação de preços e de condições de fornecimento já foi constatada no Leilão A-3 (nº 02/2011) realizado no dia 17 de agosto de 2011.

A discriminação no fornecimento de gás natural ficou explícita antes do leilão de energia quando o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a lista de termelétricas elegíveis a participar do leilão com suas respectivas Inflexibilidades e Garantias Físicas (Portaria nº 28, de 01/08/2011, publicada no Diário Oficial da União em 02/08/2011).

No processo de qualificação dos empreendimentos para a referida disputa, a Petrobrás declarou "inflexibilidade zero" de sua usina UTE Baixada Fluminense. Apesar disso, ela mesma exigiu – como fornecedora do combustível – uma inflexibilidade de 30% a 70% dos demais proponentes do leilão, proponentes cujos empreendimentos termelétricos dependiam da Petrobras para fornecimento do gás.

A Tabela 4 relaciona as respectivas taxas de inflexibilidade dos dez empreendimentos termelétricos habilitados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para participação no leilão do dia 17²¹.

Desta relação, apenas as usinas da MPX Energia S.A. (UTE Maranhão I, II e III) não necessitaram de contrato de fornecimento de gás com a Petrobras, pois pertencem ao mesmo grupo da OGX Petróleo e Gás, que possui campos de extração de gás natural no Maranhão. Todas as demais, por não serem verticalmente integradas, recorreram à estatal para o fornecimento do gás natural necessário para a operação de suas usinas. Vale ressaltar que a OGX – fornecedora da MPX – não poderia ser uma fornecedora das demais termelétricas, pois inexistente infraestrutura de transporte para o gás do Maranhão até os demais pontos consumidores.

²¹ Conforme o Informe à Imprensa divulgado pela própria EPE em 08/08/2011. A relação dos dez empreendimentos foi obtida pelo cruzamento das informações constantes na tabela "Leilões de Reserva e A-3 / 2011 – resumo da habilitação (por UF)" do referido informe com as informações na Portaria nº 28 do MME.

Tabela 4. Inflexibilidade das usinas termelétricas a gás no Leilão 02/2011 (A-3)

Usina	Empreendedor	UF	Inflexibilidade		Potência MW	Garantia Física (GF)	
			MW-med	%		MW-med	%
Baixada Fluminense	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	RJ	0,0	0,0%	530,0	430,2	81,2%
Linhares III	Linhares Energia Ltda.	ES	16,8	30,0%	56,1	36,7	65,5%
Global VI	Global Partic em Energia S.A.	BA	98,2	30,0%	327,1	237,1	72,5%
Queimados 3	Genpower Termoelétricas e Part S.A.	RJ	291,4	50,0%	582,8	506,2	86,9%
Maranhão II	MPX Energia S.A.	MA	241,6	48,4%	499,2	470,7	94,3%
Maranhão III	MPX Energia S.A.	MA	241,6	48,4%	499,2	470,7	94,3%
Maranhão I	MPX Energia S.A.	MA	100,0	48,8%	205,1	187,8	91,6%
Resende	Omega Engenharia e Assessoria Ltda.	RJ	330,3	65,9%	501,5	446,7	89,1%
Paracambi	Usina Termelétrica Paracambi Ltda	RJ	422,8	69,6%	607,8	551,9	90,8%
Araraquara	ARS Energia Ltda.	SP	405,8	70,0%	579,4	526,2	90,8%

Fonte: MME e EPE. Elaboração: Tendências.

Por meio de um contrato do tipo “*take-or-pay*” para suprimento de combustível, a Petrobras exigiu das potenciais termelétricas que iriam concorrer no leilão da Aneel uma inflexibilidade no fornecimento de gás igual ou superior a 30% (Tabela 4). Isto significa que a termelétrica deve consumir anualmente no mínimo 30% da quantidade máxima gás contratada. Conseqüentemente, isso gera uma inflexibilidade na geração destas usinas que, todo resto constante, reduz a sua competitividade no leilão.

Esta mesma condição não foi adotada pela Petrobras em relação ao seu projeto de termelétrica no estado do Rio de Janeiro (UTE Baixada Fluminense), conforme as informações prestadas pela estatal à EPE no processo de habilitação técnica para o leilão e que tornou-se público na publicação da Portaria nº 28 da Secretaria do Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (SPDE/MME) (publicado no dia 2 de agosto de 2011). Isto torna a UTE Baixada Fluminense uma usina totalmente flexível – ou seja, ela só terá que pagar pelo gás se for de fato usá-lo na geração e venda de energia elétrica –, colocando-a em clara vantagem em relação aos seus rivais.

Até mesmo os demais empreendimentos localizados no Rio de Janeiro – reconhecidamente uma região com alta produção de gás natural e na mesma localidade onde será instalada a UTE Baixada Fluminense – não conseguiram firmar contratos de fornecimento nas mesmas condições da termelétrica da Petrobras (vide a taxa de inflexibilidade da UTE Queimados 3, UTE Resende e UTE Paracambi).

A imposição de Inflexibilidade restringe a operação otimizada da usina, o que tem o efeito de reduzir o seu valor para atendimento do sistema elétrico.

Nos leilões de energia, as termelétricas declaram o seu Custo Variável Unitário no processo de habilitação e competem no leilão com lances decrescentes da Receita Fixa ao qual estão dispostos a construir e operar a usina, considerando o pagamento do Custo Variável Unitário declarado por cada megawatt de energia gerado.

No leilão, os lances de Receita Física das termelétricas são transformados no Índice de Custo Benefício (ICB), que nada mais é que o custo médio da energia que se espera

gerar na usina, considerando a sua taxa de utilização. O valor esperado (*VE*) do custo total de um empreendimento compreende o custo de investimento durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção, somados ao valor esperado do custo de operação e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo (*CP*). Assim, o ICB (medido em R\$/MWh) de cada empreendimento de geração é definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético (Garantia Física)²²:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + VE(\text{Custo de Operação}) + VE(\text{Custo Econômico de CP})}{\text{Garantia Física}}$$

A Garantia Física de uma termelétrica refere-se à quantidade máxima de sua capacidade geradora que a usina pode comercializar no leilão.

Uma vez calculados os valores dos índices para cada projeto, o critério de decisão dos vencedores elenca os projetos por ordem crescente (do menor para o maior valor de ICB).

A Inflexibilidade de uma usina termelétrica assegura uma Garantia Física maior, elevando o denominador da equação acima e contribuindo para a redução do ICB (quanto menor o ICB, mais competitiva é a usina). Por outro lado, isso só torna a usina mais competitiva se a elevação do Custo Fixo associado à Inflexibilidade – no numerador da fórmula – impactar o ICB menos que o efeito da elevação da Garantia Física. Desta forma, as usinas termelétricas flexíveis podem ser otimizadas de forma a obter o melhor ICB dada sua estrutura de custos (representado pela sua Receita Fixa e seu Custo Variável Unitário). Já as usinas com inflexibilidade devem ser operadas de forma mais restrita, o que pode implicar um ICB maior.

Neste cenário, a probabilidade do certame ser vencido pelos projetos mais flexíveis aumenta mesmo que a usina seja economicamente menos eficiente do que as dos demais operadores aos quais Inflexibilidades são impostas. Ou seja, **é possível que o leilão seja vencido não pelo empreendimento mais eficiente na geração de energia (objetivo fim da Aneel com o leilão), mas por um empreendimento que, apesar de ineficiente, consegue um ICB maior devido ao fornecimento flexível de gás que detém.**

Mesmo que o preço do gás fornecido pela Petrobras seja o mesmo para todas as termelétricas, **o fato de as demais concorrentes não terem à sua disposição a escolha de um fornecimento totalmente flexível – como foi a opção adotada pela UTE Baixada Fluminense – caracteriza a discriminação da fornecedora a montante nos moldes do reconhecido pela *Federal Energy Regulatory Commission*²³.**

Seria de se esperar que o fornecedor estivesse disposto a fornecer gás natural de forma mais flexível a um preço maior. Nesse sentido, o natural seria que a termelétrica da

²² Vide Nota Técnica: Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo. Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração A-3/2011. Elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e disponível em <http://www.epe.gov.br> (acesso em 19/08/2011).

²³ Vide nota 16.

Petrobras entrasse no leilão da Aneel com um Custo Variável Unitário mais alto que os custos variáveis das suas concorrentes. Isto porque o preço pago por ela pelo gás natural deve ser maior por conta da total flexibilidade que possui no fornecimento.²⁴ Mas os dados disponibilizados pela própria Petrobras para a EPE²⁵ mostram que o custo do gás de sua termelétrica é o menor entre o custo do gás de todas as concorrentes. Ou seja, **a Petrobras não fez discriminação apenas na taxa de Inflexibilidade do fornecimento de gás. Ela também discriminou o preço cobrado pelo gás entre sua termelétrica e as demais concorrentes ao violar a relação preço-inflexibilidade oferecida às demais termelétricas.**

É possível verificar este fato pela Garantia Física de cada empreendimento participante do Leilão A-3 do dia 17. Em termos gerais, segundo a EPE²⁶, a Garantia Física de uma termelétrica é a soma de duas parcelas:

$$GF = TI + TUCR(CVU)$$

Onde

GF é a Garantia Física;

TI é a Taxa de Inflexibilidade da usina refere-se à quantidade de energia que o empreendimento vai gerar, independentemente do preço marginal de operação do sistema;

TUCR é a Taxa de Utilização da Capacidade Remanescente. A capacidade remanescente refere-se à capacidade de geração flexível da usina e sua taxa de utilização que é estimada pela EPE com base em um programa computacional que calcula qual é o percentual de tempo em que a usina terá o seu custo variável unitário inferior ao custo marginal de operação do sistema. A *TUCR* é inversamente proporcional ao Custo Variável Unitário (*CVU*), cujo preço do gás natural é o principal componente.

Portanto, a garantia física de um concorrente será tão maior quanto maior for sua taxa de inflexibilidade ou menor for o custo de fornecimento do gás utilizado.

Como a taxa de Inflexibilidade da usina da Petrobras (UTE Baixada Fluminense) é a menor entre todos os concorrentes do Leilão A-3, é natural esperarmos que, se não houver grandes diferenças de preço no gás natural utilizado, sua Garantia Física seja uma das menores. Mas não é isso que observamos na Tabela 4. Há duas outras usinas com Garantias Físicas menores (UTE Global VI e Linhares III), apesar de uma taxa de inflexibilidade de 30%.

Uma maneira mais clara de compararmos os preços do gás pagos pelas usinas fornecidas pela Petrobras é analisar qual deveria ser a Garantia Física de cada termelétrica caso tivessem um Custo Variável Unitário igual ao da termelétrica da Petrobras. Neste caso, a Garantia Física de cada usina seria igual à sua Inflexibilidade somada à capacidade

²⁴ O combustível é o principal componente do custo variável de uma termelétrica.

²⁵ Divulgado no Informe à Imprensa da EPE em 08/08/2011, “Leilões de Reserva e A-3 / 2011 – resumo da habilitação (por UF)”, e Portaria nº 28 do MME, de 02/08/2011.

²⁶ Empresa de Pesquisa Energética (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em [HTTP://www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) acesso em 12 de agosto de 2011.

flexível disponibilizada considerando a mesma taxa de utilização da usina termelétrica da Petrobras, pois a metodologia da EPE prevê o rateio da demanda entre todas as usinas termelétricas com mesmo Custo Variável Unitário de forma proporcional à sua capacidade flexível.

Dado a taxa de Inflexibilidade das respectivas usinas, uma Garantia Física maior significa que a *TURC* deve ter aumentado, indicando uma queda no custo variável em relação à situação original. A Tabela 5 exibe os resultados deste exercício.

Tabela 5. Garantias físicas

Usina	Empreendedor	Inflexibilidade		Potência	Garantia Física (GF)		GF com preço igual ao da UTE da Petrobras
		MW-med	%	MW	MW-med	%	
Baixada Fluminense	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	0,0	0,0%	530,0	430,2	81,2%	81,2%
Linhares III	Linhares Energia Ltda.	16,8	30,0%	56,1	36,7	65,5%	86,8%
Global VI	Global Participações em Energia S.A.	98,2	30,0%	327,1	237,1	72,5%	86,8%
Queimados 3	Genpower Termoeletricas e Part S.A.	291,4	50,0%	582,8	506,2	86,9%	90,6%
Resende	Omega Engenharia e Assessoria Ltda.	330,3	65,9%	501,5	446,7	89,1%	93,6%
Paracambi	Usina Termelétrica Paracambi Ltda	422,8	69,6%	607,8	551,9	90,8%	94,3%
Araraquara	ARS Energia Ltda.	405,8	70,0%	579,4	526,2	90,8%	94,4%

Fonte: MME e EPE. Elaboração: Tendências.

A variação positiva na Garantia Física das rivais da termelétrica da Petrobras, considerando um CVU igual para todas as usinas, evidencia que o custo variável unitário declarado pela UTE Baixada Fluminense é inferior ao dos outros empreendimentos. Como o custo do gás representa parte expressiva do custo variável, é possível concluirmos que a Petrobras ofereceu contratos de fornecimento de gás para as concorrentes da UTE Baixada Fluminense a um preço superior ao praticado para sua usina, caracterizando a discriminação de preços.

Ao final do leilão, as únicas termelétricas a gás natural vitoriosas foram a termelétrica da Petrobras (UTE Baixada Fluminense) e a termelétrica UTE Maranhão III – que dispunha de fornecimento próprio de gás natural. As outras seis termelétricas que dependiam de fornecimento de gás da Petrobras não obtiveram êxito no leilão.

Destaca-se ainda o fato de a usina da Petrobras ter sido a usina marginal, isto é, a usina com maior preço a ser contratada no leilão reverso.

Embora o abuso do poder de mercado da Petrobras seja mitigado pela concorrência com outras fontes de geração, o seu comportamento tem o potencial de provocar diversas ineficiências:

- (1) **Na geração termelétrica:** ao potencialmente resultar na seleção de uma termelétrica menos eficiente;
- (2) **No fornecimento de energia elétrica:** ao distorcer a matriz elétrica, reduzindo a geração termelétrica vis-à-vis o montante ideal diante dos seus custos relativos aos de outras fontes.

Estas duas ineficiências têm o efeito de elevar o custo de fornecimento de energia elétrica para o consumidor final.

6. Sugestões de mudanças nas regras dos leilões

Diante dos problemas apresentados nas seções 4 e 5, é desejável revisar as regras vigentes nos leilões de energia de maneira a coibir práticas anticoncorrenciais por parte da Petrobrás. .

Nos futuros leilões de energia proveniente de termelétricas a gás, sugerimos que a regra de habilitação dos empreendimentos contemple mecanismos que impeçam que a Petrobras possa discriminar preços ou condições de fornecimento do gás natural. Para que se mantenha um ambiente concorrencialmente saudável no leilão, é importante que a Petrobras seja obrigada a oferecer as mesmas condições de fornecimento de gás para todos os possíveis competidores do leilão, até mesmo para o seu próprio empreendimento, caso ela decida concorrer.

Vale ressaltar que a imposição de que a Petrobras não discrimine as condições de fornecimento do gás natural não elimina totalmente os riscos concorrenciais do leilão. Como vimos na subseção 4.2.2, a Petrobras pode adotar ainda a estratégia de compressão da margem dos rivais, o que gera efeitos anticompetitivos com ganhos líquidos para a estatal, sem que haja discriminação dos concorrentes.

Por outro lado, manter uma exclusão permanente da Petrobras parece ser uma medida demasiadamente forte e que não está em sintonia com os objetivos de promoção da competição no setor, pois na prática representaria a eliminação compulsória de um concorrente. Por isso, parece razoável que a coibição de uma estratégia de compressão de margens seja feita a cada leilão, por meio do controle das condições impostas pela Petrobras para o fornecimento do gás natural e que toda recusa de fornecimento de gás pela estatal (conforme discutido na subseção 4.2.3) seja acompanhada de justificativa verificável pelas autoridades competentes.

7. Considerações finais

No leilão de energia realizado no dia 17 de agosto para compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração (Leilão A-3) ficou evidenciado que a Petrobras utilizou de sua posição dominante no mercado de fornecimento de gás natural para favorecer a sua termelétrica à custa das termelétricas concorrentes que dependiam do combustível fornecido pela estatal.

Nos leilões realizados até então, a Petrobras participou apenas como acionista minoritária de termelétricas operadas por outras empresas. Desta vez, a estatal inscreveu uma usina termelétrica no leilão cuja participação no capital é de 100%.

A posição da Petrobras como única fornecedora do insumo para seus concorrentes e, ao mesmo tempo, concorrente do leilão, pode trazer riscos para a concorrência promovida pelo Ministério de Minas e Energia. Na prática, a Petrobras já está adotando estratégias anticompetitivas de discriminação das condições de fornecimento do gás natural entre a sua termelétrica e as demais concorrentes.

Informações prestadas pelas concorrentes do leilão para EPE indicam que a Petrobras ofereceu contratos de fornecimento de gás com preços e inflexibilidade menores para sua termelétrica (UTE Baixada Fluminense) em relação às condições oferecidas para as demais.

Estas práticas têm o efeito de minar a competitividade das concorrentes e aumentar a probabilidade de vitória da Petrobras. Além disso, não é possível eliminar a hipótese de que outras estratégias anticoncorrenciais ainda podem ser adotadas pela Petrobras no futuro.

A literatura econômica de defesa da concorrência mostra que, mesmo sendo uma estatal, a Petrobras tem incentivos para adotar estratégias anticompetitivas e que a evasão regulatória pode ser outro efeito indesejado da verticalização em tela.

Para os leilões futuros, sugerimos que sejam criados mecanismos que impeçam a Petrobras de discriminar as condições de fornecimento de gás, mesmo reconhecendo que isso não elimina todos os riscos de práticas anticoncorrenciais.

São Paulo, 30 de agosto de 2011.