

ENTENDENDO A EXPRESSIVA PARTICIPAÇÃO DAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO PRIMEIRO LEILÃO DE ENERGIA NOVA.

Erik Eduardo Rego¹

RESUMO

Esse artigo avalia os motivos que levaram a geração termelétrica a gás natural, fonte de energia elétrica pouco representativa na matriz energética nacional, com menos de 13% da potência despachada pelo ONS durante o ano de 2004, tornar-se a fonte de energia elétrica principal no leilão de energia de novos empreendimentos, realizado em dezembro de 2005, sendo responsável por mais de 42% da energia contratada naquele certame.

A análise de competitividade dessa fonte, confrontando-a com seus competidores diretos, mostrou um contexto específico o qual criou condições para que essa energia se sobressaísse no leilão, destacando o baixo volume de novos empreendimentos de fonte hidrelétrica, a falta de competitividade de projetos de mesma fonte que foram licitados sobre o critério de maior pagamento pelo uso do bem público, e o excesso de projetos de fonte termelétrica a gás natural de propriedade da Petrobras.

PALAVRAS CHAVE: leilão de energia, termelétrica, gás natural.

¹ Aluno de pós-graduação em energia - Programa Interunidades PIPGE EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. Rua Gomes de Carvalho 1.329 conj.52. Cep: 04547-005. São Paulo-SP. E-mail: erikregoo@yahoo.com, tel.: 11-3848-5999. Fax: 11-3044-5400

INTRODUÇÃO

O leilão de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, com posterior outorga de concessão ou autorização, e dos empreendimentos enquadrados nos termelétricas do art. 17 da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, para entrega da energia no ambiente de contratação regulada – ACR (Leilão N° 002/2005 – ANEEL, de 16 de dezembro de 2005), mais conhecido por **primeiro leilão de energia nova**, teve participação predominantemente de usinas termelétricas. Foram contratados 3.286 megawatts médios de energia, sendo 2.278 MWm de geração termelétrica, ou seja, aproximadamente 70% da energia contratada, conforme demonstra a tabela 1.

Desses 2.278 MWm de contratação de fonte termelétrica, 1.391 MWm (61%) utilizam como combustível principal o gás natural, conforme indicação da tabela 2.

No balanço final do leilão, as participações de cada fonte foram: 42% que utilizam como combustível gás natural; 31% de fonte hidrelétrica; 17% de fonte térmica a carvão; 7% de fonte térmica a óleo (combustível ou diesel); e 3% de fonte térmica a biomassa (bagaço de cana-de-açúcar), conforme demonstra o gráfico 1.

Por outro lado, a matriz energética brasileira é prioritariamente hídrica, segundo dados da ANEEL², apresentados na tabela 3, 75,8% da capacidade instalada brasileira (considerando-se os 5.600 MW de importação de Itaipu) é de fonte hidrelétrica. Avaliando-se apenas as usinas que foram despachadas centralizadamente pelo ONS³, 84,4% da potência despachada durante o ano de 2004 é de origem hídrica, conforme demonstra tabela 4.

Posto isso, fica evidente que o resultado da licitação é inverso ao da matriz energética nacional, enquanto que no primeiro a predominância foi térmica, no segundo é hídrica. Esse fato poderia ser sinalização de que a capacidade hídrica brasileira está se esgotando e/ou a fonte térmica está mais competitiva.

Entretanto, segundo dados da ANEEL (2005) apenas 23% do potencial hidrelétrico estimado já foi aproveitado, negando a primeira hipótese,

2 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

3 ONS – Operador Nacional do Sistema.

e, recorrendo-se a Moreira *et al* (2004, p.98), um sistema baseado em termelétricas seria econômico se o custo de investimento em hidrelétrica fosse mais de três vezes superior ao custo de construção de termelétrica, o que o próprio autor demonstra não ser realidade, apontando o custo de investimento em planta hidrelétrica de U\$ 1.500 / kW e em uma planta termelétrica em U\$ 650 / kW, adicionalmente, o autor ainda afirma que a operação inflexível da termelétrica reduz sua competitividade. Dessa forma, nega-se, também, a segunda hipótese do parágrafo anterior.

Esse contexto antagônico, de participação preponderante de fonte térmica no 1.º leilão de novos projetos, em contraste a matriz energética basicamente hidrelétrica, fez surgir o objetivo deste trabalho: **entender o porquê de participação térmica tão intensa naquele leilão, quais são esses projetos, quem são seus acionistas, porque foram mais competitivos que diversos empreendimentos de fonte hidrelétrica.**

METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho foi a revisão bibliográfica do mercado de comercialização de energia elétrica no âmbito do Modelo Regulatório do Setor Elétrico, assim como, dos procedimentos de licitação, e aplicação da metodologia de Porter (1986) para determinação da competitividade de uma empresa, isto é, através da comparação com seus concorrentes, vez que as outras forças se anulam: vendedores (o mesmo para todos, dentro do conceito do ACR⁴), fornecedores (só participam do leilão usinas com garantia de suprimento).

A estrutura desse artigo é: inicialmente faz-se uma revisão do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro com o objetivo de contextualizar o leilão de energia nova dentro da nova regulamentação; depois é feita breve análise a respeito do Programa Prioritário de Termelétricidade, o qual irá originar as usinas termelétricas que predominaram no referido leilão; por fim é feita análise de competitividade entre as fontes de geração participantes do certame.

4 ACR – Ambiente de Contratação Regulada.

REVISÃO DA BASE REGULATÓRIA

A Lei n.º 10.848/04 criou nova regulamentação para a outorga de concessões de geração e para a comercialização de energia no país, instituindo dois ambientes de comercialização de energia: o ambiente de contratação regulada – ACR e o ambiente de contratação livre – ACL.

O ambiente de contratação livre - ACL corresponde ao segmento de mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica são livremente negociadas por meio de contratos bilaterais, dentro de regras e procedimentos de comercialização estabelecidos para esse ambiente. Esse é o mercado dos grandes consumidores que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, discutir preços e condições contratuais e com isso obter vantagens que um mercado de livre competição oferece.

A Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995, que estabeleceu os limites entre os consumidores cativos e os que poderiam optar pelo mercado livre, delegou ao poder concedente o poder de ampliá-los, após oito anos contados da sua publicação. Pelo Decreto n. 5.163 de 30 de julho de 2004, o poder concedente altera esse limite, apenas os casos de atendimento em tensão maior ou igual a 69 kV, com carga igual ou maior que 3.000 kW, como potencialmente livres e aptos a fazer a opção por contratos livremente negociados.

O ambiente de contratação regulada - ACR corresponde à parcela do mercado onde as operações de compra e venda de energia e o atendimento dos consumidores obedecem a controles mais rígidos por parte do poder concedente. Esse é o mercado atendido pelas distribuidoras, que têm tarifas homologadas pela ANEEL dentro do modelo voltado para a garantia da receita destinada ao custeio das despesas e a remunerar o ativo reconhecido pela ANEEL, entre outras variáveis.

Segundo Faria Jr. (2004), o ACR foi criado dentro de regras que garantam proteção mais intensa aos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e a modicidade tarifária assegurada por meio de compra de energia pelas distribuidoras, em leilões, de forma que não fiquem expostos a qualquer preço de energia por incapacidade de dominar as regras e administrar adequadamente suas relações contratuais com as distribuidoras. Também aqueles consumidores que, mesmo de maior porte, não se sintam

seguros em administrar e negociar seus contratos e preços de energia, apesar de terem permissão para enfrentar o mercado e comprar sua energia a preço livremente negociado, enquanto não fizerem a opção formal por serem consumidores livres, ainda terão, dentro do ACR, um ambiente de tarifas reguladas fixadas pela ANEEL e condições contratuais definidas por contratos de adesão aplicáveis a esses consumidores denominados cativos.

Vale observar que, segundo Faria Jr. (2004):

[...] sendo um dos princípios do ACR a garantia da modicidade tarifária, ele será buscado pelo poder concedente de todas as formas e em todas as oportunidades possíveis. Um bom exemplo é a destinação de toda a receita advinda da aplicação de penalidades aos agentes setoriais. Pelo descumprimento de obrigações previstas no Decreto n.º 5.163, essa receita será revertida à modicidade tarifária do ACR.

Com o objetivo de garantir a transparência do processo de compra e a modicidade tarifária no ambiente do ACR, a energia elétrica destinada ao suprimento do mercado das distribuidoras será adquirida por intermédio de leilões a serem promovidos, direta ou indiretamente, pela ANEEL. Exceção é feita à energia proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do Proinfa, da Itaipu Binacional, e de geração distribuída - geração conectada diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora.

Com relação aos leilões para compra de energia elétrica no âmbito do ACR, a serem promovidos pela ANEEL, foram definidas duas modalidades principais: leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente, os **leilões de energia velha** e leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, os **leilões de energia nova**. Além desses, serão ainda realizados pela ANEEL leilões de ajustes com prazos de suprimento de até dois anos para possibilitar a complementação, pelas distribuidoras, das necessidades de atendimento às suas cargas, em até um por cento da carga total contratada por distribuidora.

Os leilões de energia nova serão realizados para entrega da energia no terceiro ano (A-3) e no quinto ano (A-5), posteriores à sua realização, enquanto que os de energia velha serão para entrega da energia no ano posterior ao de sua realização.

Como dito, ficou a cargo da ANEEL elaborar os editais dos leilões, respeitadas as diretrizes do MME como: percentual mínimo de energia hidrelétrica a ser destinada ao ACR; valor do custo marginal de referência, calculado pela Empresa de Pesquisa Energética EPE e aprovado pelo MME; e os aproveitamentos hidrelétricos que serão licitados já devem vir com licenças ambientais prévias.

Excepcionalmente, poderá ser ofertada nos leilões de energia nova, a energia proveniente de geração existente ou de projetos de ampliação que, cumulativamente: tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004; tenham iniciado a operação comercial a partir de 1.º de janeiro de 2000; e não possuam contrato de energia até 16 de março de 2004 para atendimento a consumidores finais, por meio de agente de distribuição ou de agente vendedor. Isso, traduzido em outras palavras, inclui as usinas que só tenham comercializado energia com outros geradores ou que tenham liquidado a geração no MAE até a data de publicação da Lei n.º 10.848/04.

Leilões de energia nova

O art. 28 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, estabeleceu que a contratação de energia poderá ser feita em duas modalidades: (i) quantidade de energia elétrica; ou (ii) disponibilidade de energia elétrica.

Segundo relatório técnico da EPE (2005, p.05), contratos de quantidade de energia elétrica:

[...] são contratos análogos aos antigos Contratos Iniciais, ou aos anteriormente denominados Contratos Bilaterais de Energia, os quais devem prever que o ponto de entrega da energia será o centro de gravidade do sub-mercado onde esteja localizado o empreendimento de geração e que os custos decorrentes dos riscos hidrelétricológicos devem ser assumidos pelos agentes vendedores.

Já o contrato de disponibilidade de energia elétrica, ainda segundo a relatório da EPE:

[...] trata-se de uma nova modalidade de contrato de energia elétrica (MWh) onde os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo

da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantindo o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

Sistemática do Leilão

As licitações para a concessão de geração de energia passaram do critério de maior pagamento pelo uso do bem público para o de **menor tarifa** da energia a ser produzida para comercialização no ACR (Ambiente de Contratação Regulado: compra de energia pelas distribuidoras).

Respeitando a diretriz do MME, a ANEEL fixou preço-teto para a fonte hidrelétrica no **leilão de energia nova** de dezembro de 2005 em R\$ 116,0 por MWh. Já para a fonte termelétrica foi fixado em R\$ 140,0 por MWh.

De acordo com Grobman e Carey (2001, p.550), a introdução do modelo de preço teto em mercado de energia elétrica reestruturado pode impactar significativamente investimentos de longo prazo e o preço de curto prazo da energia. No caso de modelo de maximização dos benefícios sociais, justamente um dos pilares do modelo regulatório brasileiro, os autores defendem que o sistema de preço teto não reduz os preços médios e ainda pode significar aumento dos mesmos devido ao seu efeito deteriorativo nos investimentos.

Com relação a forma de contratação, projetos de fonte hidrelétrica foram licitados na modalidade *quantidade de energia elétrica*, e os projetos de fonte termelétrica *disponibilidade de energia elétrica*. Para que o custo da geração térmica e hídrica fossem comparáveis no leilão, vez que as modalidades de contratação são diferentes, foi adotado o conceito do ICB – Índice Custo Benefício para a fonte térmica, cujo unidade de medida é *R\$/MWh*.

PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELÉTRICAS

As usinas termelétricas a gás natural vencedoras do leilão de energia nova foram: UTE Cubatão (141 MWm), UTE Eletrobolt (278 MWm), UTE Termelétricaceará (141 MWm), UTE Termelétricario (704 MWm) e UTE Três Lagoas – expansão (127 MWm). Posto que essas usinas fizeram parte do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, torna-se fundamental avaliar o programa, para conhecer a origem desses projetos e, conseqüentemente, entender suas participações no leilão.

Lançado pelo governo federal por meio do Decreto n.º 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, e pela Portaria MME n.º 43, de 25 de fevereiro de 2000, o Programa objetivava, segundo Rechelo (2005, p.19): “incentivar investimentos do setor privado em geração termelétrica a gás natural como forma de reduzir tanto a dependência do sistema elétrico às condições hidrológicas, quanto a vulnerabilidade do sistema de transmissão a longas distancias”.

Ainda de acordo com Rechelo (2005, p.22):

[...] perante o claro desinteresse dos agentes privados em assumirem os riscos inerentes aos investimentos em expansão do parque termelétrico brasileiro, o governo passou a exercer uma postura mais agressiva em relação à termelétricidade a gás natural através de suas principais estatais, tal qual pode ser visualizado nos planos energéticos da Eletrobrás e da Petrobras a partir do final da década de noventa. Aliás, a própria Petrobras chegou a estruturar, sozinha ou em parceria com agentes privados, projetos que totalizavam 13 GW de capacidade instalada, muitos dos quais contando com amplas coberturas contratuais contra eventuais alterações no cenário energético nacional vigente no período de construção das usinas por parte da estatal.

De acordo com Sauer (2002), nem mesmo incentivos consubstanciados através de garantias de suprimento de gás natural em condições amplamente favoráveis pelo prazo de até vinte anos; possibilidade de praticar os Valores Normativos (VN) regulamentados pela ANEEL nas transações com as distribuidoras de energia elétrica por igual período e acesso a programa de apoio financeiro específico do BNDES foram capazes de atrair o nível de investimento privado desejado. Tampouco foi suficiente para evitar os problemas de oferta de energia elétrica a muito antecipados por diversos estudos conduzidos ao longo do processo de reestruturação institucional da indústria iniciado em meados da década de noventa.

Como resultado, segundo a ANEEL, entre janeiro de 2001 e maio de 2006, apenas 6.720 MW de potência de usinas do PPT entraram em operação comercial, restando ainda outros 5.842 MW a entrar em operação, isto é, pouco mais de 53% da capacidade prevista pelo Programa foi concluída, sendo que, muitos dos quais viabilizados em função das garantias de remu-

neração mínima dos investimentos privados ou de contratos de compra da energia gerada por parte da Petrobras.

Mesmo não tendo sido completado, após o racionamento de energia elétrica 2001-2002, com a recomposição dos reservatórios e o aprendizado da população em racionalizar o uso da energia, “as usinas termelétricas efetivamente construídas operam estritamente por motivos contratuais, apresentando, em geral, baixo fator de carga” (RECHELO, 2005, p.23).

Os acionistas tanto das usinas Merchant, quanto das enquadradas nos benefícios do Programa Prioritário de Termelétricas:

[...] têm se utilizado das garantias contratuais celebradas junto à Petrobras. Em 2002, por exemplo, a estatal desembolsou recursos da ordem de R\$ 828 milhões relativos aos Contratos de Contingentes de Capacidade⁵ firmado junto às usinas Eletrobolt (consórcio de bancos liderado pelo West LB, sucessores da Enron no controle da usina), TermelétricaCeará (MPX) e Macaé Merchant (El Paso), muito embora a Petrobras tenha incessantemente procurado atenuar tais perdas através da renegociação destes contratos ou da própria aquisição destas usinas junto aos seus acionistas. Nos balanços subseqüentes, a estatal provisionou mais R\$ 1,415 bilhão/ano, englobando não apenas as perdas referentes aos Contratos de Contingentes de Capacidade assinados junto às três usinas merchant supra-mencionadas, como também os Acordos de Encomenda⁶ (ECC – Energy Conversion Contract) celebrados junto às usinas TermelétricaRio, Ibitiré, Três Lagoas, Canoas e Piratininga no Sudeste e TermelétricaBahia, TermelétricaAçú e Fafen na região Nordeste (RECHELO, 2005).

tal qual pode ser visualizado na tabela 05.

Das usinas acima citadas, não participaram do leilão as plantas que

5 Rege à Petrobrás a responsabilidade por remunerar 50% dos investimentos fixos (custo fixo) do capital imobilizado para construção das usinas (amortização em 5 anos), sempre que o preço da energia elétrica no MAE não for suficiente para cobrir o retorno previsto do investimento. Em contrapartida, a estatal tem direito aos retornos líquidos de Macaé Merchant (50%), Eletrobolt (25%) e MPX (50%) pelos próximos 20 anos de vida útil das plantas, muito embora isso ainda não tenha ocorrido.

6 Contrato entre um off-taker da energia (Petrobrás) e o controlador de uma termelétrica, no qual o primeiro se compromete a entregar gás natural e a pagar uma taxa de conversão em contrapartida ao direito de comercializar ou utilizar toda a energia gerada pela usina.

apresentam, segundo Sauer (2003, p.155), contratos específicos junto a Petrobras, o que as tornam indisponíveis para o certame.

Passado o racionamento e dado a conjuntura de sobra de energia elétrica, a herança do PPT é uma carteira de usinas termelétricas, a maioria de propriedade da Petrobras, sem contrato de venda de energia elétrica, mas com contratos firmados de fornecimento de combustível, cuja contratação pela modalidade *disponibilidade de energia elétrica*, torna-se a alternativa mais sensata para estancar todo o prejuízo resultante dos contratos da Petrobras demonstrados na Tabela 05. Assim, o preço a ser oferecido na licitação deve, primordialmente, ser suficiente para reverter essa situação.

COMPETIDORES

Não foram divulgados dados consolidados a respeito dos projetos que foram habilitados a participar do primeiro leilão de energia nova, entretanto, através do levantamento das resoluções da ANEEL, habilitando as empresas a participar do certame, é possível estimar número bem próximo da realidade. O resultado desse levantamento é apresentado na tabela 6, na qual se verifica que as termelétricas a gás natural representaram 20,5% da energia assegurada habilitada, e 42,3% da energia contratada.

A fronteira de análise desse relatório resume-se ao entendimento da expressiva participação de usinas térmicas a gás natural. Por outro lado, uma avaliação de competitividade passa, obrigatoriamente, segundo Porter (1986) pela análise de seus concorrentes. Posto isso, embora cada uma das fontes merece trabalho individual a respeito de sua competitividade, será feita breve descrição a respeito de cada uma, de forma a contextualizar o ambiente competitivo no qual estavam inseridas as usinas termelétricas.

Outro Empreendimento - UHE "Botox"

O art. 17 da Lei n.º 10.848/04 definiu que a energia proveniente de geração existente ou de projetos de ampliação que, cumulativamente: tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004; tenham iniciado a operação comercial a partir de 1.º de janeiro de 2000; e não possuam contrato de energia até 16 de março de 2004 para atendimento a consumidores finais, por meio de agente de distribuição ou de agente vendedor poderá ser ofertada nos leilões de energia nova. Esses

projetos foram batizados pelo setor como energia “botox”, e foram classificados no Edital de Leilão Nº 002/2005-ANEEL como *Outro Empreendimento*.

Essas usinas licitadas segundo a égide do modelo regulatório anterior, cujo critério de julgamento da licitação era a maior oferta de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão, perderam competitividade pelas regras do modelo vigente, pois enquanto o pagamento pelo uso do bem público (UBP) desses projetos chega a até 30% do custo total da energia, no modelo atual, esse custo não ultrapassa 1%, isto é, menor inclusive que a verba a ser destinada para Pesquisa & Desenvolvimento.

Recorrendo-se a Rosa e D’Araujo, apud Sauer *et al* (2003):

No modelo mercantil, um gerador, para vencer um concorrente em uma licitação pelo mercado, basta oferecer um preço ligeiramente inferior aos demais concorrentes. No limite, os preços tenderiam ao custo marginal de expansão [...] Como se imaginou que as térmicas a gás em ciclo combinado seriam competitivas, automaticamente se aceitou que o preço da energia das usinas hidrelétricas, descontratadas a partir de 2003, iria se avizinhar do preço térmico.

Nesse contexto, as usinas com elevado UBP apresentam custos compatíveis ao de geração térmica, porém, o preço teto estabelecido foi o mesmo para todas as usinas de fonte hidrelétrica, tornara-se não competitivas e assim, não participaram de forma significativa no leilão.

Novos empreendimentos de geração fonte hidrelétrica - UHE Nova

De acordo com o item 12.16 do Edital de Leilão n.º 002/2005-ANEEL, o custo marginal de referência, ou seja, valor da estimativa de custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados suficientes para o atendimento da demanda conjunta do ACR e ACL, ou ainda, o preço-teto do leilão, foi estabelecido em R\$ 116,0 / MWh. Em outras palavras, o valor máximo que se poderia ofertar pela comercialização de energia elétrica provenientes dos novos empreendimentos de fonte hidrelétrica foi R\$ 116 / MWh.

Tendo em vista que toda a energia nova habilitada foi comercializada, pode-se inferir que o valor máximo estipulado, embora não tenha

atraído de forma significativa o investidor privado, já que aproximadamente 70% da energia licitada foi contratada por empresas públicas, apresentou-se mais competitivo do que das demais fontes de geração. Entretanto, como o volume de energia ofertado foi muito pequeno (17% da energia contratada em todo o leilão), ainda havia muito espaço a ser preenchido pelas demais fontes.

Pequena Central Hidrelétrica – PCH

As pequenas centrais hidrelétricas estavam sujeitas ao mesmo preço-teto de comercialização dos novos empreendimentos de fonte hidrelétrica: R\$ 116 / MWh. Comparando-o com o valor econômico do PROINFA⁷, isto é, o valor pelo qual a Eletrobrás contratou as PCHs no âmbito desse programa: R\$ 131,07 / MWh a valor de dezembro de 2005, e tendo em vista que nenhuma PCH foi contratada no primeiro leilão de energia nova, pode-se inferir que o preço teto estipulado não viabilizava essa fonte de geração.

UTE Biomassa

A análise da atratividade do leilão para empreendedores que possuem autorização e/ou concessão para geração de energia a partir de usinas de fonte termelétrica, que utilizam como combustível o bagaço de cana-de-açúcar, pode ser feito comparando-se o valor econômico do PROINFA com o custo marginal resultante do leilão de energia nova. O primeiro, atualizado a valores de dezembro de 2005, estava em R\$ 105,03 / MWh, enquanto que o segundo foi de R\$ 138,99 / MWh. Posto isso, pode-se concluir que o leilão de energia foi mais interessante ao investidor do que o PROINFA, entretanto, conforme pode ser visualizado na tabela 2, o volume de energia habilitado por essa fonte foi insignificante, revelando a característica insipiente que é o negócio energia para os plantadores de cana.

UTE Óleos Diesel e Combustível

Das 253 usinas habilitadas a participar do leilão, 61,2% do total da energia disponível advinha de fonte térmica a óleo diesel ou combustível, porém, menos de 2,0% do contratado foi derivado dessas fontes, demonstrando sua baixa competitividade. Para confirmar essa conclusão, recorreu-se a Agência Internacional de Energia (2005), a qual avalia que o custo de geração por MWh

⁷ PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

de uma usina que utiliza como combustível o óleo é entre 46% e 130% mais cara que uma usina que utilize o gás natural como combustível.

UTE Carvão

As usinas termelétricas a carvão mineral nacional obtiveram vantagem competitiva na forma de subsídio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que foi criada pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. Com o intuito de incentivar fontes alternativas de produção de energia, a CDE contempla as usinas termelétricas que utilizam o carvão mineral nacional. No caso específico do leilão de energia nova, o cálculo da parte invariante do ICB⁸ (K), que estima os custos futuros para ACR das térmicas contratadas, considerou o valor da CDE que as usinas receberão a título de subsídio.

A estratégia de cálculo do COP⁹ adotada para estes empreendimentos foi despachar a usina pelo seu custo real, porém a valorização do custo de operação esperado foi abatida do valor subsidiado.

Como resultado, 546 megawatts-médios de energia foram contratados no leilão, representando 17% de toda a energia contratada, situação bem diferente da matriz energética brasileira, a qual conta com aproximadamente 1,5% de geração térmica a carvão, segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2004.

UTE Gás Natural

As termelétricas que utilizam como combustível o gás natural foram as grandes protagonistas do leilão de energia nova de dezembro de 2005: 1.391 megawatts-médios de energia, ou 42% de toda a contratação do certame, sendo que, todos os empreendimentos são de propriedade da Petrobras, sendo eles: UTE Cubatão (141 MWm), UTE Eletrobolt (278 MWm), UTE Termelétricaceará (141 MWm), UTE Termelétricario (704 MWm) e UTE Três Lagoas – expansão (127 MWm).

Conforme descrito anteriormente, a Petrobras acumulava prejuízos

8 O ICB – Índice de Custo Benefício (R\$/MWh) de cada empreendimento de geração é definido como a razão entre o seu custom total e o seu benefício energético.

9 O COP – Custo Variável de Operação é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível take-or-pay) e do custo variável de Operação e Manutenção (O&M), declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos custos marginais de operação observados no Sistema Interligado Nacional.

com usinas termelétricas oriundas do PPT, sem contratos de venda de energia elétrica, mas com obrigações de compra do combustível. Dessa forma, era crucial para a Petrobras contratar essa energia, de forma a, no mínimo, reduzir seu prejuízo.

CONCLUSÃO

Os motivos que levaram a uma expressiva participação da fonte térmica, em especial movida a gás natural, no primeiro de leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2005, foram os seguintes:

- Pequeno volume de energia de novos empreendimentos de fonte hidrelétrica;
- Falta de competitividade dos projetos de fonte hidrelétrica, licitados no modelo regulatório anterior sobre a regra de maior pagamento pelo uso do bem público. Entretanto, essa falta de competitividade é consequência da adoção de política de preço-teto restritiva, que no longo prazo pode resultar em aumento da tarifa de energia, pela inibição, no presente, de investimentos privados, conforme defendem Grobman e Carey (2001);
- Pequeno volume de energia de fonte termelétrica a biomassa;
- Baixa competitividade da energia termelétrica fonte óleo Diesel ou óleo combustível, cujo custo do combustível é mais elevado do que de outras fontes térmicas;
- Petrobras com excesso de energia de fonte termelétrica a gás natural, como herança do PPT, cujas centrais já estavam prontas, descontratadas e acumulando prejuízos devido aos contratados de fornecimento de combustível sem o respectivo contrato de comercialização de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (BRASIL). Atlas de energia elétrica do Brasil. 2. ed – Brasília : ANEEL, 2005.

_____. Editais de Geração. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Legislação Completa. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Resumo Geral do Acompanhamento das Usinas Elétricas - Versão Maio de 2006. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em <<http://www.abrage.com.br>>. Acesso em 2006.

BRITO, José S. Autoprodutores e energia botox - quem precisa deles? Canal Energia. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilão de Energia Nova 2005 – Empreendimentos Hidrelétricos – Metodologia de Cálculo do Pagamento pelo Uso de Bem Público – UBP. EPE-DEE-RE-029/2005-R2, Brasília, 2005.

EXCELÊNCIA ENERGÉTICA CONSULTORIA EMPRESARIAL. Legislação. Disponível em <<http://www.excelenciaenergetica.com.br>>. Acesso em 2006.

GANIM, Antonio. Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários. Rio de Janeiro : Editora CanalEnergia, 2003.

GROBMAN, J.H. & CAREY J.M. Price caps and investment: long effects in the electric generation industry. Energy Policy 29, páginas 545-552. 2001

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Projected Costs of Generating Electricity: 2005 update.

MARTINS, Gilberto A.; LINTZ, Alexandre. Guia para elaboração de monografias e trabalhos de conclusão de curso. São Paulo : Atlas, 2000.

MEDEIROS, João Bosco; ANDRADE, Maria M. Manual de elaboração de referências bibliográficas : a nova NBR 6023:2000 da ABNT : exemplos e comentários. São Paulo : Atlas, 2001.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, 2003. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Cartilha: O Novo Modelo do Setor Elétrico. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Modelo Institucional do Setor Elétrico: Relatório Técnico. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Balanço Energético Nacional: BEN 2003. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

MOREIRA et al. Thermopower generation investment in Brazil – economic condition. Energy Policy 32 : 2004 : 91-100.

PORTER, M.E. Estratégia competitiva: técnicas para análise de indústrias e da concorrência. Rio de Janeiro, Campus, 1986.

RECHELO, C.A. GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos : oportunidades, ameaças e mitos. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. 2004.

ROSA, Luiz P. e D'Araujo, Roberto P. A Nova Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Apud Sauer, Ildo L et at, 2003.

ROSA, Luiz P. Equívocos sobre o leilão de energia. Folha de São Paulo, São Paulo, 13 de janeiro de 2005.

SAUER, Ildo L., et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Campo Grande, MS : Ed. UFMS ; São Paulo : Paz e Terra, 2003.

SAUER, Ildo L. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reconstrução do setor, questões e alternativas em "Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco". org, BRANCO, A.G. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

SIL, Antonio C. A hora da queda-de-braço: Fornecedores reclamam do aperto por causa dos baixos preços ofertados no leilão de energia nova. Revista Brasil Energia. Disponível em <<http://www.brasilenergia.com.br>>. Acesso em maio de 2006.

FARIA JR., C.S. Entendendo o novo modelo comercial. 2004. Disponível em <<http://www.excelenciaenergetica.com.br>>. Acesso em 2006.

_____. Os regulamentos do modelo: uma visão consolidada. 2004. Disponível em <<http://www.excelenciaenergetica.com.br>>. Acesso em 2006.

ANEXOS

Tabela 01: Participação por fonte no 1º leilão de energia nova

Fonte	Energia (MWm) para entrega a partir de			TOTAL	Participação
	2008	2009	2010		
Hidrelétrica	71,0	46,0	891,0	1.008,0	30,7%
Termelétrica	561,0	855,0	862,0	2.278,0	69,3%

Fonte: EPE e CCEE

Tabela 02: Participação entre as fontes Termelétrica no 1º leilão de energia nova (% Thermo)

Fonte	Energia (MWm) para entrega a partir de			TOTAL	Participação
	2008	2009	2010		
TERMELÉTRICA					
Biomassa	31,0	66,0	-	97,0	4,3%
Carvão	-	254,0	292,0	546,0	24,0%
Gás Natural	352,0	469,0	570,0	1.391,0	61,0%
Óleo	178,0	66,0	-	244,0	10,7%

Fonte EPE e CCEE

Tabela 03: Capacidade Instalada até 31.12.2005.

TIPO	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE	149	69.631,0	68,9
UTE	870	19.769,7	19,6
PCH	260	1.329,9	1,3
CGH	188	99,3	0,1
UTN	2	2.007,0	2,0
EOL	10	28,6	0,0
SOL	1	0,02	0,0
Itaipu Importação	1	5.600,0	5,5
Importação	7	2.570,0	2,5

Fonte ANEEL

Tabela 04: Usinas Despachadas Centralizadamente pelo ONS

TIPO	Potência (MW)
UHE	68.026,0
UTE	10.570,0
UTN	2.007,0
TOTAL	80.603,0

Fonte: ANEEL

Tabela 05: Compromissos Petrobras - MW médios

Modalidade de Contratação	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Contingente de Capacidade (NE)	90	240	240	240	240	240
Acordo de Encomendas (NE)	95	255	255	255	255	255
Total NORDESTE	185	495	495	495	495	495
Contingente de Capacidade (S/SE)	1.055	1.190	1.190	1.190	893	0
Acordo de Encomendas (S/SE)	310	1.440	2.000	2.000	2.000	2.000
Total SUL e SUDESTE	1.365	2.630	3.190	3.685	2.893	2.000
TOTAL	1.550	3.125	3.685	3.685	3.388	2.495

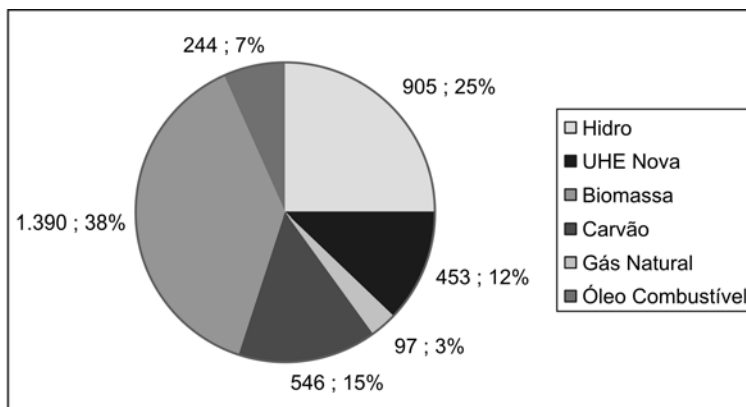
Fonte: RECHELO, C.A. GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos : oportunidades, ameaças e mitos. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. 2004

Tabela 06: Energia habilitada e contratada no leilão de energia nova

Fonte	MWm	nº usinas	% MWm habilitada	% MWm contratada	Contratado/Habilitado
UHE Botox	3.966	29	9,6%	13,8%	11,4%
UHE Nova	453	7	1,3%	16,9%	100,0%
PCH	260	25	0,6%	-	0,0%
UTE Biomassa	316	20	0,8%	3,0%	30,7%
UTE Carvão	2.459	5	6,0%	16,6%	22,2%
UTE Diesel	12.380	59	30,0%	-	0,0%
UTE Gás Natural	8.475	31	20,5%	42,3%	16,4%
UTE Óleo Combustível	12.857	77	31,2%	7,4%	1,9%
		253	100,0%	100,0%	

Fonte: EPE.

Gráfico 1: Participação no 1º leilão de energia nova em MWm e %



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.