The page is decorated with various geometric shapes, primarily triangles, in shades of brown, tan, and grey. A large, light grey diamond shape is centered behind the main text. Smaller triangles are scattered around the page, some overlapping the diamond and others floating in the background.

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

MAIO • 2016

05

OPINIÃO

Edvaldo Alves de Santana

Pequenas Centrais Hidrelétricas:
a livre iniciativa em números

DESTAQUE

Discussão sobre a inserção
da fonte nuclear no Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa

Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz

Mariana Weiss de Abreu

Michelle Bandarra

Mônica Coelho Varejão

Rafael da Costa Nogueira

Renata Hamilton de Ruiz

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Coordenação de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gás

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

Estagiária

Julia Febraro F. G. da Silva

PRODUÇÃO

Coordenação

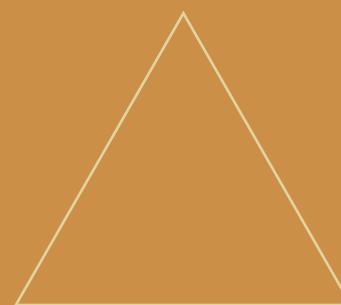
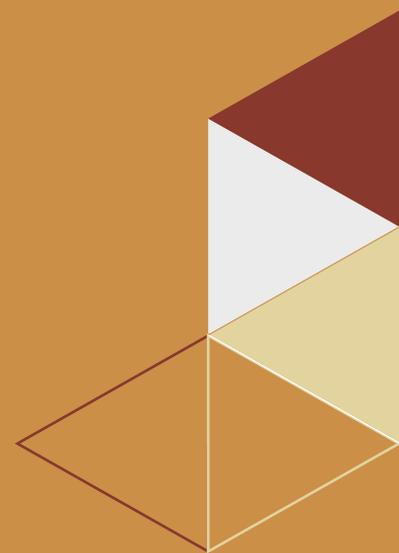
Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

bruno@bmmaisdesign.com.br

Esta edição está disponível para download no site da
FGV Energia – www.fgv.br/fgvenergia



SUMÁRIO

▷ Opinião	
Pequenas Centrais Hidrelétricas: a livre iniciativa em números.....	04
▷ Discussão sobre a inserção da fonte nuclear no Brasil	08
▷ Petróleo	12
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	12
Derivados do Petróleo	15
▷ Gás Natural	17
Produção e Importação	17
Consumo.....	20
Preços	21
▷ Setor Elétrico	23
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	23
Demanda	24
Oferta.....	24
Intercâmbio de Energia Elétrica	25
Estoque	25
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	26
Demanda	27
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	29
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	30
Tarifas de Energia Elétrica.....	30
Leilões.....	31
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	32



OPINIÃO

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: A LIVRE INICIATIVA EM NÚMEROS

Edvaldo Alves de Santana

Ex-Diretor da ANEEL e Professor Titular (aposentado) da UFSC Responsável pelo Blog *papodeenergia*

O segmento das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e das Centrais de Geração Hidrelétricas (CGH), daqui em diante apenas PCCH, é aquele que melhor caracteriza a evolução do setor elétrico brasileiro (SEB), em especial na sua origem, marcada pela livre iniciativa. A primeira (“grande”) hidrelétrica do Brasil é de 1889. Trata-se da UHE Marmelos, em Juiz de Fora/MG, com 250 kW de potência instalada, que até hoje existe. Foi uma iniciativa do industrial Bernardo Mascarenhas, que buscava alternativas para ampliar sua produção de tecidos. São mais de 127 anos.

O caso que conto agora também é real. No começo dos anos de 2000, uma importante autoridade do setor elétrico, durante uma viagem a serviço na região Norte do País, foi convidada para conhecer um empreendimento curioso, em localidade ainda mais isolada. Um cidadão, chamado aqui de Brasilino, com muito pouco estudo, talvez incomodado por não ter energia elétrica resolveu ele mesmo produzi-la e utilizar a água como insumo.

Ao seu jeito, e com os poucos recursos que dispunha, Brasilino aproveitou um curso d’água, onde havia um razoável desnível, para lá construir uma muito pequena usina hidrelétrica. Era coisa de 125 kW de capacidade instalada, como um dos dois primeiros geradores da UHE Marmelos, mas o suficiente para atender às 10 casas da localidade, além de uma Igreja. E ele distribuía a energia gerada. Esticou alguns fios, que ele mesmo comprara, conectando a usina às unidades consumidoras. Cobrava um valor fixo (tantos reais por mês) e controlava o consumo por meio de um fusível. Se a carga aumentasse sem sua autorização, o fusível “queimava”. Não se podia aumentar muito o consumo, pois a capacidade de gerar era limitada, e ainda tinha que compensar as perdas na rede. Era tudo muito rústico, mas funcionava e talvez ainda funcione.

Belo exemplo de livre iniciativa, curioso, mas não surpreendente. À autoridade foi solicitado que ajudasse

Brasilino na regularização de suas atividades de geração, quem sabe obtendo uma outorga de autorização. Sem pensar mais do que 10 segundos, a autoridade simplesmente respondeu: não façam isso com Brasilino. E indagou: por que submeter brilhante iniciativa à burocracia estatal, que nada de positivo lhe acrescentaria e ainda poderia aumentar seus custos?

E continuou: por exemplo, o fiscal diria que a atividade era irregular, tendo em vista que, no período da seca, a produção de eletricidade seria zero, o que deixaria seus consumidores às escuras. A norma do Regulador exige o fornecimento de energia 100% do tempo, mesmo para quem durante muito tempo nada tinha. Além disso, o Poder Concedente, se quisesse, poderia dizer que a atividade era ilegal, pois a lei proíbe que uma “distribuidora” seja também geradora. Já pensaram nos custos dos encargos e impostos? E a exigência do medidor, do ciclo de medição etc.? Abraçaram Brasilino e foram embora, deixando tudo como estava, isto é, tudo livre, submetido à livre iniciativa.

Com as PCHs e suas irmãs CGHs as coisas acontecem de maneira muito parecida. Os empreendedores elaboram, com recursos próprios, seus estudos de inventários. Em um mesmo curso de rio, tantos quantos queiram podem fazer inventários, o que resulta em diversas opções de partição de quedas, ou seja, em várias alternativas de uso da água para gerar energia elétrica. A esse elenco de partição de quedas ficam associadas diferentes montantes de capacidade instalada, que alaga mais ou menos áreas de terras, exigindo mais ou menos investimentos em desapropriações e em licenças ambientais. Ao fim de tudo isso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) escolhe um dos estudos, sendo os gastos dos demais, para os empreendedores, considerados como um custo afundado.

Mais: para o detentor do estudo selecionado, digamos Investidor B, a situação também não é confortável: os resultados são tornados públicos, o que é ótimo, e qualquer empreendedor pode, a partir desses estudos, desenvolver um projeto básico para cada um dos eixos de barragens previstos no inventário. Se vários projetos são apresentados, os mesmos são submetidos a um novo processo de escolha, novamente pela ANEEL. Se B

não tiver qualquer projeto básico entre os selecionados (um para cada eixo), seus gastos podem ser quase que totalmente perdidos, dado que a indenização, pelo projeto desenvolvido, é limitada a valores regulatórios, em geral bem menores do que o real. Para que se tenha uma noção de alguns valores, o custo médio do desenvolvimento de uma PCCH, compreendendo estudos de inventário e projeto básico, é superior a R\$ 1,5 milhão. Há hoje quase 700 projetos em análise na ANEEL, o que representam mais de R\$ 1 bilhão, isso só o que está no “prelo”.

Nestas circunstâncias, o negócio PCCH é *sui generis*: possui elevados riscos e incertezas, mais o segundo do que o primeiro, mas ainda desperta, desde Bernardo Mascarenhas, um forte espírito empreendedor, que, por razões destacadas adiante, tem sido a duras penas exercido, contribuindo de forma relevante para a expansão da capacidade de geração. Muito a propósito, a importância do segmento de PCCH para o SEB pode ser mostrada em números, normalmente observados apenas pelos mais atentos. São números que nem sempre foram bem cuidados. No final de 2003, quando o Governo da Argentina decidiu interromper o suprimento de gás natural e de energia elétrica, o Governo brasileiro teve que estimar, com alguma precisão, suas reais possibilidades de geração. Não foi fácil. Todos os números eram de qualidade razoável, menos os das PCCHs.

Para o Operador Nacional do Sistema (ONS), a capacidade instalada de geração por meio de PCCHs era de pouco mais de 200 MW, enquanto para a ANEEL tais usinas possuíam, em 2003, mais de 420 MW de potência instalada. O interessante é que os próprios números da ANEEL mudavam com a origem: era um valor para potência outorgada e outro para a potência fiscalizada. O certo era que a diferença entre os números considerados pela ANEEL e ONS era de cerca de 100%. Hoje já não há divergências entre os números. Todos os dados aqui utilizados foram pesquisados no dia 10 de maio deste ano na página da ANEEL na internet. Atualmente, existem no Brasil 4.508 empreendimentos produzindo energia elétrica, de todas as fontes. Desses, 1.014 são do segmento PCH+CGH, 457 no primeiro caso e 557 no segundo. Ou seja, mais de 22% dos empreendimentos de geração estão no universo das PCCHs.

Do ponto de vista da capacidade de geração, era de 5.268 MW (432 MW de CGHs e 4.836 de PCHs) a potência instalada existente em maio de 2016, representando 3,7% do total brasileiro. Parece pouco, mas em 2003 essa participação não chegava a 0,7%, isso considerando o número da ANEEL, que era bem maior. Portanto, a participação do segmento cresceu mais do que cinco vezes em 13 anos, que pode surpreender. Isso seria mais do que o necessário para atender a algo em torno de 1/3 do consumo total da região Sul ou o consumo de eletricidade dos Estados de Sergipe, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte - juntos.

Olhando adiante, constata-se que 5,2% do total da potência instalada em construção pertencem ao segmento de PCH (488 MW) e CGH (0,85 MW). Da mesma forma, 10% da potência total prestes a começar a construção pertencem às PCHs (1776 MW) e CGHs (30,3 MW), o que caracteriza um acentuado aumento de participação nos próximos 3 anos.

Essa evolução muito virtuosa foi determinada por esforços que tiveram diferentes origens. O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA), criado em 2002, é uma delas. Foi talvez o grande impulso para as fontes alternativas, sobretudo para as PCHs. Por meio do referido programa foram contratados 1.152 MW de PCHs, três vezes mais do que o que se tinha até então.

Os incentivos regulatórios, como os descontos concedidos pelo uso da rede, foram também essenciais para a evolução das PCHs. Com um detalhe muito importante: trata-se de um incentivo de muito baixo custo, tendo representado cerca de 1% do total das tarifas para os consumidores finais, que é com grande vantagem compensado pelos benefícios produzidos.

Mas a evolução também é explicada pelo empreendedorismo, combinado com os avanços tecnológicos e de gestão. Com efeito, até 2005 levava-se 5 anos para construir uma PCH, mesmo prazo gasto para uma UHE. O prazo médio é agora de pouco mais de três anos, isso contando com as dificuldades para obter uma licença ambiental de instalação (LI). Esses avanços também resultaram em uma relativa redução

de custos médios, o que pode ser verificado pelos preços finais dos leilões recentemente realizados.

Apesar desse ciclo muito virtuoso, são vários os obstáculos para as PCHs, alguns quase intransponíveis, em geral relacionados ao excesso de burocracia e de improdutiva análise dos estudos de inventário e dos projetos básicos. É prudente mostrar isso em números. O período médio para a finalização de um estudo de inventário, do estudo propriamente dito até a aprovação pela ANEEL, está entre 5 e 6 anos, sendo 60% disso gastos pela Agência. Mais 2 ou 3 anos são utilizados para a aprovação de um projeto básico, o que parece um exagero. Esse panorama melhorou bastante a partir de 2014, e as perspectivas sinalizam positivamente, mas o prazo total ainda é superior a 4 anos, isso apenas dentro da ANEEL.

A justificativa do Regulador é razoável, pois deve ser preservada a exigência legal do aproveitamento ótimo, isto é, não deve ser permitido que o potencial hidrelétrico seja prejudicado. Garanto que é muito esforço por quase nada. Segundo os números oficiais, há um potencial hidrelétrico a ser aproveitado de 250 GW, dos quais 150 GW têm atratividade econômica. Até 2013, aproximadamente 6 GW de estudos de PCH estavam em curso na ANEEL, mais da metade com mais de 4 anos, muitos deles em um desgastante processo de idas e vindas, de devolução, reapresentação, recursos administrativos e até na Justiça. Só que 6 GW representam 4% do potencial econômico e, se 25% disso estiverem com erro, o que é impossível, não faz sentido imaginar que o 1% das PCHs prejudique ou estrague todo o potencial hidrelétrico. É semelhante a entender que um caminhão com 20 rodas, cada uma com dez parafusos, tenha seu desempenho comprometido só porque uma das rodas tem um parafuso a menos. Por isso, é muito esforço ou gasto desnecessário por nenhum benefício.

Desde as mudanças de modelos do SEB ocorridas a partir de 2003, a ampliação do sistema tem sido determinada pelo ambiente de contratação regulada (ACR). Isto é, a ampliação do parque gerador é fortemente dependente dos contratos de compra e venda de energia celebrados com as distribuidoras. Esta prática tem se mostrado

vulnerável, pois leva a uma excessiva centralização do processo de expansão, com riscos e custos alocados de maneira desequilibrada, onde a conta o quase sempre é repassada para o consumidor. Uma falha nesse processo compromete toda a cadeia de produção. Os episódios da descontratação, em 2014, e da sobrecontratação, em 2016, são exemplos disso.

A expansão via ambiente de contratação livre (ACL) não tem sido uma tarefa trivial, podendo ser comparada a uma corrida de obstáculo, sendo o mais desafiante deles o provimento de *funding* para os projetos. O principal financiador, o Banco Nacional de Desenvolvimento Sócio Econômico (BNDES), exige garantias vinculadas a contratos de venda de energia, como de praxe, só que estes devem ter prazos maiores do que 20 anos. No mercado livre, ambiente natural das PCCHs, os contratos têm prazos bem menores. Seus preços, em geral, são proporcionais à a tarifa do ACR, tornando-os mais atrativos, mas os negócios não são concretizados em virtude do inexecutável arranjo de garantias financeiras.

A definição de preços-tetos mais elevados quando dos leilões do ACR, opção predominantemente adotada pelo Governo, resolve de certa forma o problema, mas com maiores custos e volume bem menor de transações. Há outros caminhos de menores custos e de equacionamento não complexo em termos regulatórios, que consiste em aumentar o piso do Preço de Liquidação das Diferenças (PLDmin) para, por exemplo, o menor preço dos leilões realizados no ano anterior, ou mesmo para a média dos preços desses certames. A necessidade de contratos passaria a ser secundária, dado que as próprias liquidações

financeiras no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) garantiriam o financiamento.

Outro caminho inovador, já discutido resumidamente no Blog “papodeenergia”, consiste na definição de um fundo, composto por recursos oriundos dos próprios contratos das PCCHs, estimados a partir de um preço de referência, que também poderia ser o preço médio dos leilões realizados no ano anterior. Esse fundo pode ser administrado por uma *Clearing House*, e seria utilizado para cobrir as eventuais descontratações de PCCHs ocorridas no ACL, e apenas no período (não superior a 12 meses) em que a energia estiver descontratada. Para que o empreendedor não fique inerte, ou seja, não fique sem procurar novos contratos, a cada mês, depois dos doze primeiros, seus saques do fundo seriam reduzidos gradativamente, exigindo o aporte de recursos dos acionistas para consolidar as garantias financeiras. Essa modalidade de fundo garantidor pode ser coletiva (várias PCCHs), o que reduz custos e riscos, ou individual.

No mais, a expansão do parque gerador precisa retomar seu rumo. Há um bom tempo o SEB vem gradativamente perdendo sua vocação de maximizar o uso dos recursos hidrelétricos. Porém, o potencial das PCCHs que é economicamente atrativo não é desprezível, ao contrário. Do ponto de vista do meio ambiente, são comprovadas as vantagens das PCCHs, com benefícios bem maiores do que os custos. As amarras do ACR subtraem muito do entusiasmo ao risco, deixando os empreendedores quase que fora do seu *habitat* natural, que, desde a origem, há quase 130 anos, é o livre mercado, a liberdade para investir, crescer e fazer crescer. Essas condições precisam ser criadas, e não falta muito.



DISCUSSÃO SOBRE A INSERÇÃO DA FONTE NUCLEAR NO BRASIL

No dia 27 de abril, a FGV Energia realizou o evento de **lançamento do Caderno de Energia Nuclear**¹, no qual especialistas discutiram temas relevantes para o desenvolvimento do setor nuclear brasileiro, especialmente no que se refere à geração de energia. Participaram da mesa de discussão representantes do Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Eletronuclear, Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), entre outros. O debate girou em torno de temas centrais apresentados no caderno e contou com a participação do público na elaboração de perguntas aos palestrantes.

Considerando que a energia nuclear raramente é debatida de forma objetiva, pois, em geral, grupos que tratam do assunto têm interesses específicos que permeiam os argumentos contra ou a favor dessa fonte, a **FGV Energia** está buscando assumir um papel ativo

nessa discussão, facilitando o diálogo entre diferentes *stakeholders*, entre eles a população, o governo e as empresas atuantes na indústria de energia nuclear. Portanto, o caderno trata da energia nuclear de forma imparcial e analisa fatos concretos, com o objetivo de desmistificar alguns aspectos da energia nuclear, com o objetivo de enriquecer a discussão sobre políticas públicas e regulação do setor energético brasileiro.

Já se passaram 5 anos do acidente nuclear de Fukushima e o interesse por essa fonte permanece forte em países desenvolvidos (como EUA, Reino Unido e França) e em desenvolvimento (como China, Rússia e Índia). A energia nuclear é hoje a quarta maior fonte geradora de eletricidade do mundo, sendo a única fonte térmica capaz de garantir o fornecimento constante de energia sem emitir gases do efeito estufa (GEE). Considerando que o Brasil é um dos poucos países que domina a tecnologia do ciclo do combustível nuclear e ao mesmo tempo possui uma das maiores reservas de urânio do mundo, o país deve discutir abertamente a possibilidade de desenvolver um programa nuclear brasileiro, visando à diversificação da matriz elétrica brasileira, e prezando pela sustentabilidade ambiental e econômica.

¹ O Caderno de Energia Nuclear da FGV Energia pode ser acessado em: <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-energia-nuclear>

A matriz elétrica brasileira apresenta parque gerador predominantemente hídrico e, para garantir o atendimento contínuo da demanda, depende de usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização. Desde a década de 1990, porém, não entraram em operação novas hidrelétricas com reservatórios desta escala, o que tem diminuído a capacidade de regularização do estoque de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), dificultando o planejamento da operação e prejudicando a segurança energética. O maior potencial hídrico não explorado se encontra na Amazônia, região onde a construção de hidrelétricas com reservatório se tornou inviável do ponto de vista socioambiental. A fonte eólica, que vem ganhando cada vez mais destaque na matriz elétrica brasileira, ainda não possui as características necessárias para garantir a segurança energética, pelo menos enquanto as tecnologias de armazenamento não se desenvolverem substancialmente.

As térmicas convencionais, movidas a combustíveis fósseis, acabam se tornando as responsáveis por garantir o fornecimento de eletricidade em momentos como a crise hídrica recente. Essas térmicas instaladas no Brasil são predominantemente flexíveis, destinadas a cumprir um papel complementar à geração hídrica, e seu custo marginal de operação (CMO) é alto, o que causou impactos nas tarifas que, por sua vez, contribuíram para o agravamento da crise econômica no país.

A expansão da energia nuclear, por ser esta uma fonte térmica com baixos custos operacionais capaz de atuar na base, poderia permitir que os reservatórios das hidrelétricas exercessem um papel de regulação das fontes renováveis intermitentes, suprimindo a demanda em momentos de baixa geração eólica.

Os projetos de usinas nucleares demandam alto volume de capital aplicado na etapa de construção, porém uma avaliação dos custos de longo prazo da geração nuclear mostra que, como seus custos operacionais são baixos e sua vida útil é longa, o custo nivelado de eletricidade (LCOE, na sigla em inglês) torna-se competitivo com outras fontes. O LCOE representa a receita média requerida por unidade de energia gerada para que os investimentos em construção, operação, manutenção e custos de capital sejam recuperados. Além disso,

deve-se considerar que a oferta de uma tecnologia despachável possui mais valor para o sistema do que uma tecnologia não estocável e dependente de fatores climáticos. O custo evitado nivelado de eletricidade (LACE, na sigla em inglês) traz uma medida do que custaria ao sistema atender à carga se não pudesse contar com a contribuição da energia produzida pelo projeto avaliado. A comparação do LCOE (custo) com o LACE (benefício) permitem verificar se os custos de projeto excedem suas vantagens e, segundo estimativas da EIA para diferentes fontes, a nuclear apresenta um custo médio de US\$ 23,2 por MWh nos EUA, menor do que térmicas a carvão, térmicas a gás natural com captura de carbono e solar fotovoltaica. Esses valores podem variar em função de circunstâncias específicas de cada país, como a disponibilidade de recursos e regulações de mercado, mas estes cálculos poderiam ser adaptados à realidade brasileira, de modo que órgãos responsáveis pelo planejamento do setor pudessem ter uma visão mais abrangente das diferentes fontes.

Além de comprovadas vantagens econômicas no longo prazo, uma usina nuclear pode trazer também vantagens ambientais, pois sua taxa de emissões de gases do efeito estufa por kWh é equiparável (e em alguns casos inferior) à das fontes hidráulica e eólica, porém possui a vantagem da despachabilidade, ao contrário das fontes renováveis, que dependem de fatores climáticos externos. Países como Argentina, China, Índia, Turquia, entre outros, incluíram a energia nuclear em seu portfólio de tecnologias aplicadas para a mitigação do aquecimento global. Estudos recentes do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) e da Agência Internacional de Energia (IEA) têm colocado a nuclear como uma tecnologia fundamental na redução de emissões de GEE. Além das mudanças climáticas, a poluição atmosférica local, causada pela emissão de material particulado de indústrias e térmicas fósseis (especialmente térmicas a carvão), causa cerca de 3,7 milhões de mortes prematuras anualmente em todo o mundo, segundo estimativas da Organização Mundial da Saúde (OMS).

Entretanto, para que a introdução dessa fonte no Brasil possa ser feita de forma segura e economicamente viável, algumas questões ainda devem ser endereçadas

e a discussão durante o lançamento da publicação focou justamente nessas questões.

O assunto mais comentado pelos especialistas é a falta de planejamento de longo prazo do governo. Para que se tenha ganhos de escala na construção de novas usinas e sejam evitados atrasos indesejáveis que elevam o custo de capital, deve-se definir um programa nuclear de ampla escala, que traria como benefícios o desenvolvimento de uma cadeia produtiva virtuosa, com níveis globais de produtividade e uma curva decrescente de custos de investimento. A implantação deste programa iria possibilitar também o desenvolvimento de tecnologia nacional e a formação de mão de obra, atualmente escassa no setor.

Na prática, porém, isso não vem acontecendo. O Planejamento Decenal da Expansão de Energia – PDE 2024 (elaborado em 2015) não prevê a entrada em operação de outras usinas nucleares além de Angra 3 no seu horizonte de estudos, enquanto o Plano Nacional de Energia – PNE 2030 (elaborado em 2007) previa a instalação de 4 usinas nucleares, incluindo duas na região Nordeste que iriam reduzir a necessidade de expansão das linhas de transmissão na região. O processo de planejamento de uma usina nuclear – que envolve o licenciamento do sítio, a escolha da tecnologia e definição de um modelo de negócios eficiente – costuma durar muitos anos e, para que essas usinas entrem em operação até 2030, já deveria ter se iniciado.

Entraves regulatórios que dificultam a participação da iniciativa privada no financiamento de novas usinas também foram debatidos. A Constituição Federal determina que a geração de energia nuclear seja monopólio do Estado, que se responsabiliza por assumir todos os riscos empresariais do projeto. A participação privada permite maior agilidade em processos de contratação e traz flexibilidade em negociações com parceiros financeiros, reduzindo os riscos e garantindo projetos economicamente viáveis, ao contrário do que se tem experimentado até então com os projetos de usinas nucleares no Brasil. As obras de Angra 3, por

exemplo, tiveram início em 1984, foram paralisadas em 1986 e retomadas em 2010. No momento, as obras de Angra 3 foram novamente paralisadas. A Eletrobras está realizando um processo de fiscalização, no qual todas as condições de todos os contratos de construção, assim como as fontes de financiamento estão sendo investigados em busca de irregularidades. A expectativa é que este processo seja finalizado ainda em 2016, e as obras sejam retomadas, com previsão de término em 2020. Serão mais de 30 anos empregados na construção de uma única usina nuclear, o que em outros países dura algo em torno de 5 a 7 anos.

É consenso, porém, que a entrada de empresas privadas requer um ambiente jurídico e institucional seguro e estável, que precisa ser muito estudado antes de ser colocado em prática. A proposta de maior apelo dentre os especialistas é uma na qual o governo permaneceria responsável pela seleção do sítio e da tecnologia, e pelo licenciamento ambiental, como é feito no caso das hidrelétricas de grande porte ofertadas em leilões estruturantes (até então Santo Antonio, Jirau e Belo Monte²), destinados à contratação de grandes empreendimentos de caráter estratégico e interesse público.

A participação privada exigiria também uma reestruturação do órgão regulatório que, atualmente, já conta com pessoal insuficiente para cumprir suas funções e, em caso de expansão do programa nuclear brasileiro, não conseguiria realizar simultaneamente o licenciamento de mais de uma usina. Prevê-se a criação de uma agência reguladora mais robusta e transparente, que viabilize a entrada de agentes privados no mercado de energia nuclear sem acarretar em riscos maiores para a população, sejam eles econômicos, ambientais ou relacionados à segurança nuclear.

As usinas brasileiras em operação (Angra 1 e 2) estão entre as mais eficientes do mundo, de acordo com a Associação Mundial de Operadores Nucleares (WANO, na sigla em inglês). A usina de Angra 2 costuma operar com fatores de capacidade acima dos 90%. Isso mostra

² A Licença Prévia da Usina de Belo Monte, por exemplo, foi concedida à Eletrobras antes da realização do leilão.

a habilidade dos profissionais brasileiros e deve servir como um estímulo para investirmos nessa fonte, que também atua como forte indutora do desenvolvimento tecnológico de um país.

A introdução em maior escala da geração nuclear não deve ser vista como a única solução para os problemas do país, porém deve ser parte dela. A maior vantagem

da energia nuclear é a geração limpa despachável, sem competir com as fontes renováveis. A combinação desses recursos com características diversas e complementares entre si é o caminho a ser seguido de modo a ampliar a diversidade e segurança energéticas no Brasil. A evolução do programa nuclear, porém, carece de apoio social e apenas o diálogo aberto pode solucionar esse problema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ▷ EIA. (2015). *Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2015*. Energy Information Administration, Washington, EUA. Acesso em 29 de fevereiro de 2016, disponível em https://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- ▷ EPE. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro, Brasil. Acesso em 11 de março de 2015, disponível em http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf
- ▷ EPE. (2015). *Plano decenal de expansão de energia 2024*. Brasília, Brasil. Acesso em 16 de setembro de 2015, disponível em <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE%202024.pdf>
- ▷ FGV Energia. (2016). *Energia Nuclear*. Rio de Janeiro, Brasil: FGV. Acesso em 30 de abril de 2016, disponível em <http://fgvenergia.fgv.br/publicacoes/cadernos-fgv-energia>
- ▷ OMS. (2016). *Reducing global health risks*. Genebra, Suíça. Acesso em 05 de março de 2016, disponível em http://apps.who.int/iris/bitstream/10665/189524/1/9789241565080_eng.pdf?ua=1

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Lavinia Hollanda, Felipe Gonçalves, Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe Figueiredo Muñoz, Mariana Weiss de Abreu, Michelle Bandarra, Monica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira, Renata Hamilton de Ruiz e Tatiana de Fátima Bruce da Silva.



PETRÓLEO

Rafael Nogueira

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de março de 2016 apresentou crescimento de 3,66% da produção em relação ao mês anterior, e queda de 6,17% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em março foi de 2.264 mil barris, 3,0% inferior à produção de fevereiro, que foi de 2.335 mil bbl/dia, e 6,2% superior à de março de 2015 (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em março foi de aproximadamente 25,6 sendo 7,7% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 64,5% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 27,8% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em fevereiro foram Lula (13,74 Mmmbbl), Roncador (90,6 Mmmbbl), Sapinhoá (7,12 Mmmbbl), Jubarte (6,29 Mmmbbl) e Marlim (4,84 Mmmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (10º maior produtor), Argonauta da Shell (14º) e Frade da Chevron (15º) produziram respectivamente 1,68, 0,94 Mmmbbl e 0,74 Mmmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 59 poços, foi de 883,8 Mbbl/d de petróleo, totalizando 1.104,0 Mboe/d. Houve um aumento de 1,2% em relação ao mês anterior. Segundo a Petrobras, empresa responsável por aproximadamente 96% da produção total nacional em março de 2016, a redução da sua produção frente aos patamares do mês anterior deveu-se, principalmente, à continuidade das paradas programadas em grandes unidades de produção, a manutenções corretivas na P-31, que retomou sua produção em 28 de março, e à ocorrência de incêndio a bordo da plataforma P-48, cuja operação foi retomada no dia 16 de abril.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

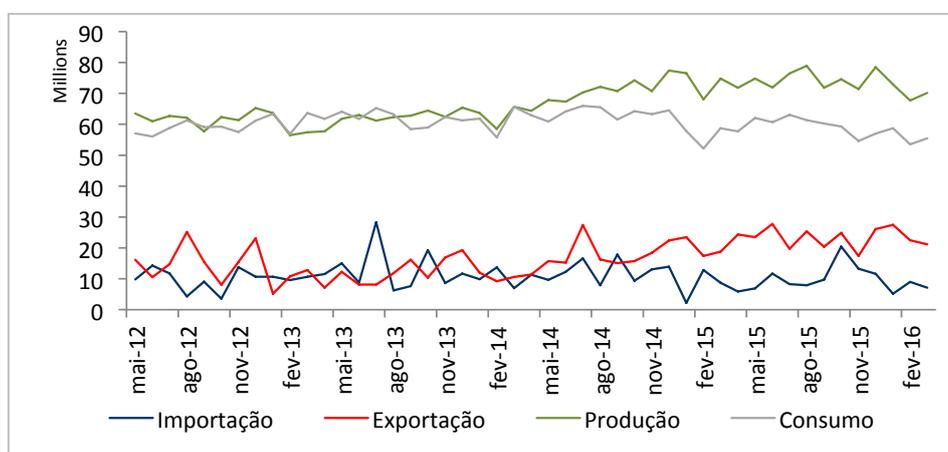
Agregado	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendência 12 meses	fev-16	mar-15
Produção	70,191,138	3.66%	-6.17%		67,715,748	74,808,119
Consumo Interno	55,473,286	3.68%	-5.58%		53,502,072	58,754,479
Importação	7,087,954	-21.47%	-18.61%		9,025,687	8,708,439
Exportação	21,167,305	-5.64%	12.58%		22,433,354	18,802,432

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, aumentou 3,68% em março, na comparação com o mês anterior, mas se reduziu em 5,58% na comparação anual. Na comparação mensal, diferente do consumo e da produção, as exportações também apresentaram queda (-21,47%), e as importações caíram 5,64%. Na comparação anual, as importações também apresentaram queda (-18,61%), porém as exportações apresentaram queda 12,58% (Gráfico 2.1).

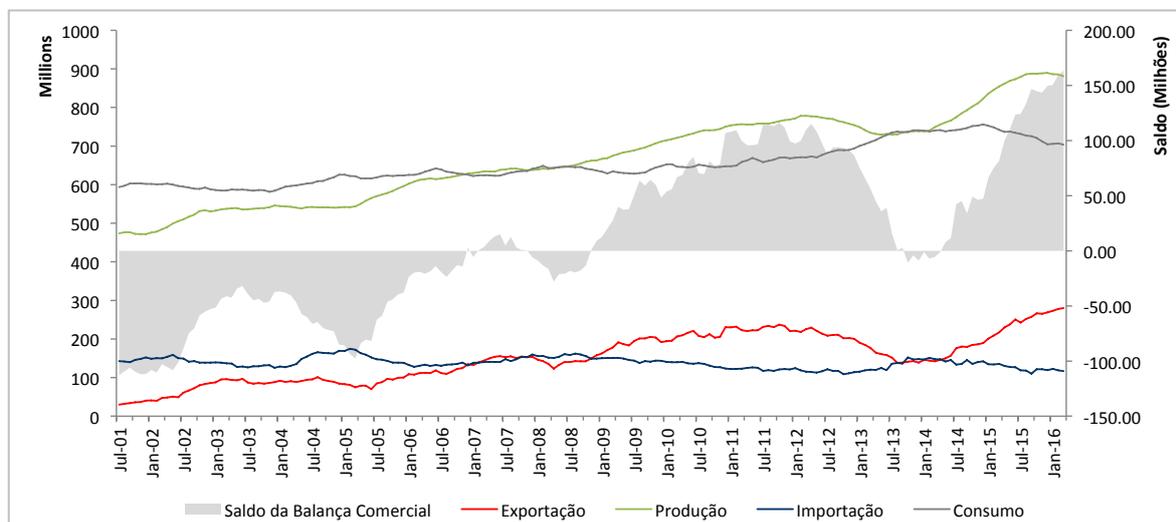
No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior. Já a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, no acumulado 12 meses mantém a tendência de crescimento, alcançando 163 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A queda da produção verificada no mês de março no país foi puxada, principalmente, pelo resultado do estado do São Paulo, responsável por aproximadamente 65,3% do aumento na produção no mês, em torno de 1,6 milhões de barris. Além do estado do São Paulo, o estado do Rio de Janeiro também contribuiu com aproximadamente 14,0% do aumento mensal da produção nacional (2,5 milhões de barris). (Tabela 2.2).

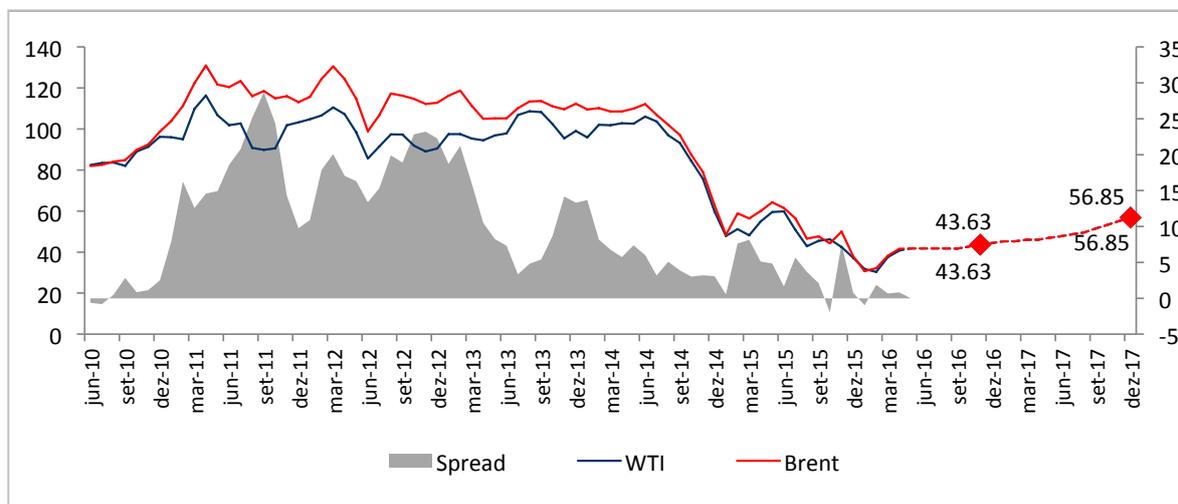
Segundo a *U.S Energy Information Administration*, a média de preços do óleo tipo Brent aumentou US\$ 3/b em abril na comparação com março, alcançando US\$ 42/b, a maior média mensal no ano de 2016. Alguns fatores fizeram com que a média de preço aumentasse em abril: melhoras nos dados econômicos globais, indicações de que o crescimento da demanda global está crescendo, declínio contínuo de perfurações de poços e da produção de óleo e aumento de interrupções da produção de óleo. (Gráfico 2.3).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendência 12 meses	fev-16	mar-15
AL	Onshore	131,635	1.77%	-2.05%		129,342	134,390
	Offshore	5,828	35.21%	-35.29%		4,310	9,007
AM	Onshore	760,008	4.94%	-7.62%		724,205	822,692
BA	Onshore	1,109,889	2.76%	-11.78%		1,080,028	1,258,053
	Offshore	27,367	-0.35%	34.80%		27,464	20,302
CE	Onshore	53,768	10.97%	17.38%		48,450	45,807
	Offshore	175,567	18.03%	4.00%		148,743	168,814
ES	Onshore	413,366	-0.93%	-4.40%		417,247	432,390
	Offshore	10,505,854	2.32%	0.27%		10,268,086	10,477,917
MA	Onshore	717	3.27%	89.00%		695	380
RJ	Offshore	45,749,636	0.77%	-12.06%		45,402,285	52,022,041
	Onshore	1,597,920	8.17%	3.76%		1,477,230	1,539,983
RN	Offshore	199,375	-0.58%	-11.04%		200,539	224,107
	Onshore	8,490,377	23.51%	30.10%		6,874,357	6,525,809
SE	Onshore	735,549	6.77%	-9.59%		688,880	813,579
	Offshore	234,281	4.64%	-25.11%		223,885	312,847
Total		70,191,138	3.66%	-6.17%		67,715,748	74,808,119

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.3: Preço Real e Projeção (\$/Barril).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Na comparação com fevereiro de 2016, em março houve aumento na produção dos principais derivados de petróleo no Brasil. (Tabela 2.3). Porém, na comparação anual, a gasolina foi o único derivado que apresentou variação positiva. Ainda sobre a comparação anual, o derivado óleo combustível foi o que apresentou maior queda, de 37% em seu consumo.

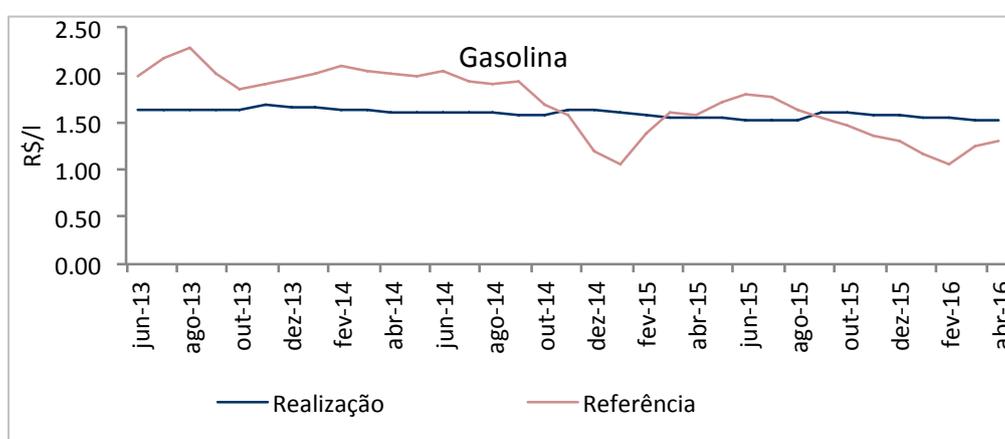
Em abril de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional, mesmo com o aumento no preço da commodity petróleo. A maior diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna é do óleo combustível. Gasolina e Óleo Diesel também continuam a apresentar bastante diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

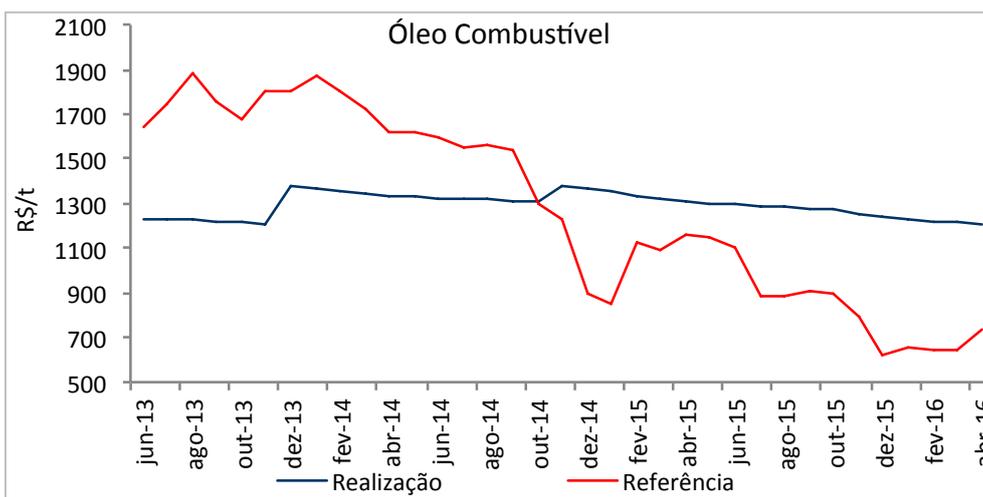
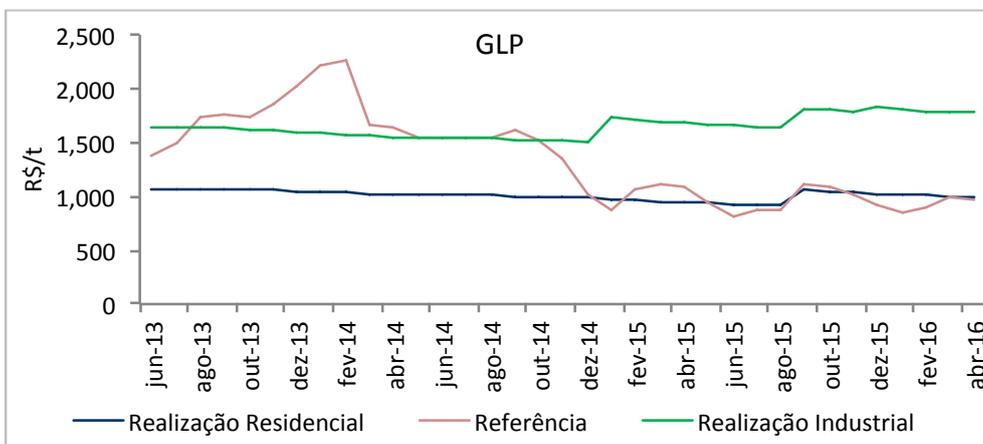
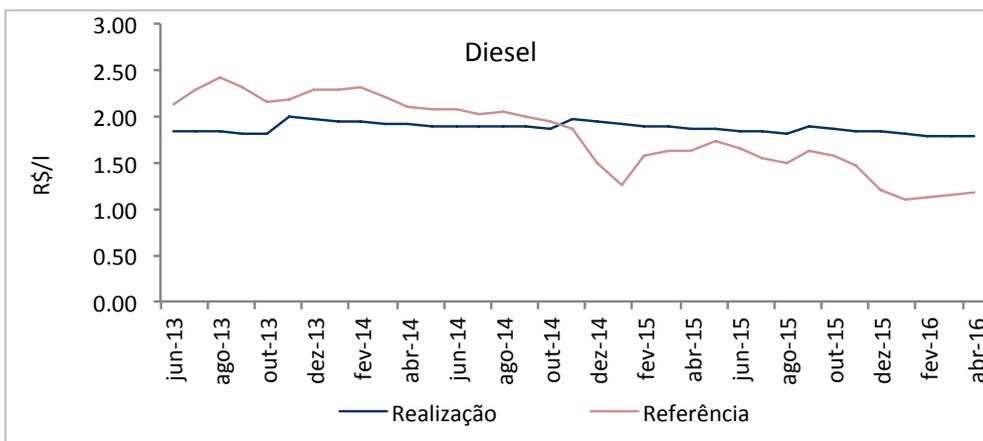
Combustível	Agregado	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendência 12 meses	fev-16	mar-15
Gasolina	Produção	14,420,909	6.79%	17.02%		13,503,669	12,323,852
	Consumo	17,111,175	7.60%	6.62%		15,903,174	16,049,454
	Importação	2,076,707	28.34%	7.42%		1,618,161	1,933,299
	Exportação	60,501	-	44.10%		0	41,985
Diesel	Produção	24,637,552	4.80%	-3.72%		23,508,244	25,589,872
	Consumo	27,747,358	10.73%	-5.39%		25,057,929	29,328,408
	Importação	5,935,347	127.46%	9.61%		2,609,450	5,415,060
	Exportação	434,429	13697.93%	229.04%		3,149	132,027
GLP	Produção	3,978,122	12.33%	-0.83%		3,541,586	4,011,235
	Consumo	7,006,783	8.97%	-0.94%		6,429,867	7,073,101
	Importação	1,224,854	-70.95%	-28.30%		4,216,865	1,708,282
QAV	Produção	2,925,925	1.77%	2.61%		2,875,084	2,851,623
	Consumo	3,594,265	1.05%	-8.28%		3,556,908	3,918,528
	Importação	759,911	-24.85%	134.33%		1,011,178	324,292
	Exportação	28,770	596.96%	44.79%		4,128	19,871
Óleo Combustível	Produção	6,381,542	-3.65%	-28.90%		6,622,982	8,976,007
	Consumo	1,890,143	2.51%	-37.00%		1,843,819	3,000,251
	Importação	29,369	508495.05%	-72.26%		6	105,875
	Exportação	2,223,665	69.54%	50.69%		1,311,610	1,475,658

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

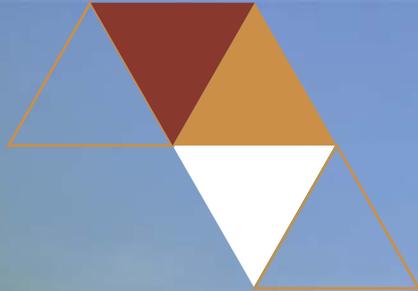
Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis³ x referência internacional (R\$/l).



³ Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internacionalização.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.



GÁS NATURAL

Camilo Poppe

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de março de 2016, a produção nacional bruta de gás natural registrou uma queda de 10,70% com relação ao mês de fevereiro, atingindo 90,36 MMm³/dia em média. Este foi o menor valor registrado nos últimos doze meses. O mesmo foi observado na oferta

de gás nacional ao mercado (produção líquida), que atingiu o recorde negativo de 41,92 MMm³/dia após uma queda de 18,74% com relação a fevereiro.

Do lado da demanda, o consumo mantém sua trajetória de retração no mês de março, após cinco quedas consecutivas, com retração de 12,04% no mês. Com esse resultado o consumo total atingiu um valor mínimo no período de doze meses com 76,06 MMm³/dia. As importações de gás natural (GN) no mês de março também registraram valor mínimo na comparação anual, com 37,50 MMm³/dia, uma queda de 7,61% no mês.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

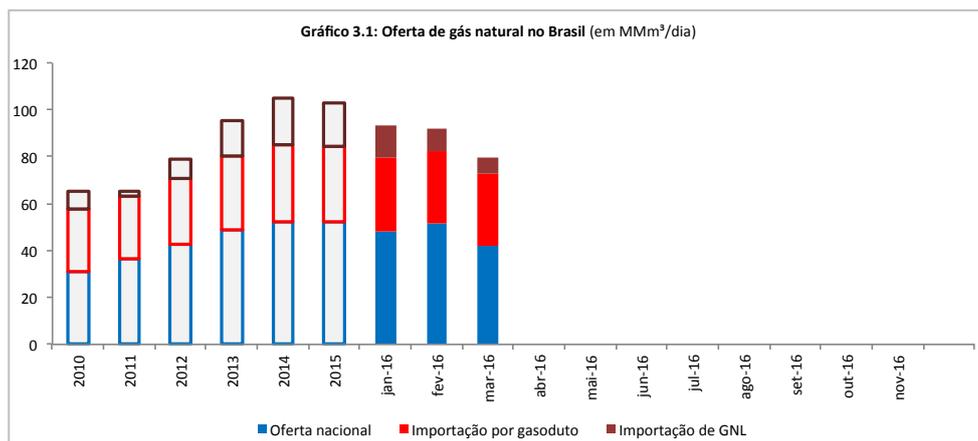
	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	12 meses	fev-16	mar-15
Produção Nacional	90.36	-10.70%	-5.82%		101.19	95.62
Oferta de gás nacional	41.92	-18.74%	-22.16%		51.59	51.21
Importação	37.50	-7.61%	-41.63%		40.59	53.11
Consumo	76.06	-12.04%	-35.76%		86.47	103.26

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

No Gráfico 3.1 é possível observar o resultado do mês de março de 2016, com destaque para a retração das importações de GNL, que atingiu um nível abaixo das médias anuais dos últimos quatro anos. Destaca-se

também a retração da oferta nacional de gás natural, que alcançou um nível de 41,92 MMm³/dia, comparado aos 52,15 MMm³/dia correspondentes à média do ano de 2015.

Gráfico 3.1: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.2 observamos uma queda de 2,36% na produção indisponível ao mercado de gás, totalizando uma média indisponível ao mercado de 48,43 MMm³/dia no mês de março. Dentre os componentes da produção indisponível, a absorção de gás em UPGN's foi a única

que sofreu uma variação positiva, aumentando 6,40% no mês. Houve retração de 3,44% no volume de reinjeções de gás natural, de 1,49% na queima de gás e de 2,45% no consumo interno em E&P, o que pode ser justificado, em parte, pela queda de 10,70% na produção nacional bruta.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

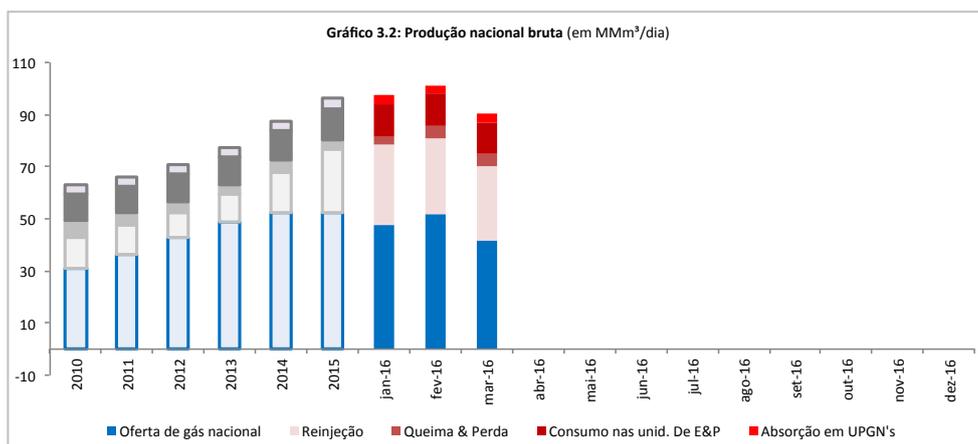
	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	12 meses	fev-16	mar-15
Prod. Nacional Bruta	90.36	-10.70%	-5.50%		101.19	95.62
Reinjeção	28.35	-3.44%	29.63%		29.36	21.87
Queima	4.64	-1.49%	22.43%		4.71	3.79
Consumo interno em E&P	11.95	-2.45%	-0.91%		12.25	12.06
Absorção em UPGN's	3.49	6.40%	-11.87%		3.28	3.96
Subtotal	48.43	-2.36%	16.19%		49.60	41.68
Oferta de gás nacional	41.92	-18.74%	-22.28%		51.59	53.94
Ofert nacional/Prod. Bruta	46%	-9.01%	-17.76%		51%	56%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Apesar da queda na produção nacional bruta de gás, a oferta de gás também registrou queda acentuada de 18,74%, de modo que o gás nacional disponível ao mercado no mês de março representou

46% da oferta bruta. Em março de 2015 esta relação foi de 56%. No período de doze meses houve aumento de 29,63% nas reinjeções e de 22,43% na queima.

Gráfico 3.2: Produção nacional bruta (emm MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Na tabela 3.3 observamos que no mês de março houve queda de 7,61%, ou 3,09 MMm³/dia, nas importações totais de gás com relação a fevereiro. Essa queda foi puxada principalmente pelo recuo de 35,56% nas importações de GNL, comparado ao mês anterior. Isso fez com que tanto as importações

totais quanto as de GNL atingissem valores mínimos neste período.

Já com relação às importações por gasoduto, observou-se no mês de março um aumento de 1,57%, ou 0,48 MMm³/dia com relação a fevereiro.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	12 meses	fev-16	mar-15
Gasoduto	31.06	1.57%	-12.56%		30.58	35.52
GNL	6.45	-35.56%	-67.18%		10.01	19.65
Total	37.50	-7.61%	-32.03%		40.59	55.17

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

Em março o consumo de gás natural caiu pelo sexto mês consecutivo, com recuo de 12,04%, atingindo valor mínimo no período de doze meses com 76,06 MMm³/dia em média. O resultado foi consequência da queda de 26,10%, ou 9,5 MMm³/dia, no consumo com geração de energia elétrica (GEE), que também

atingiu valor mínimo na comparação anual. Em março, o setor elétrico consumiu em média 26,90 MMm³/dia, enquanto o mercado industrial registrou 39,45 MMm³/dia consumidos, uma queda de 2,08% com relação a fevereiro. No período de doze meses, os consumos residencial e comercial registraram alta de 15,19% e 5,19%, respectivamente.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

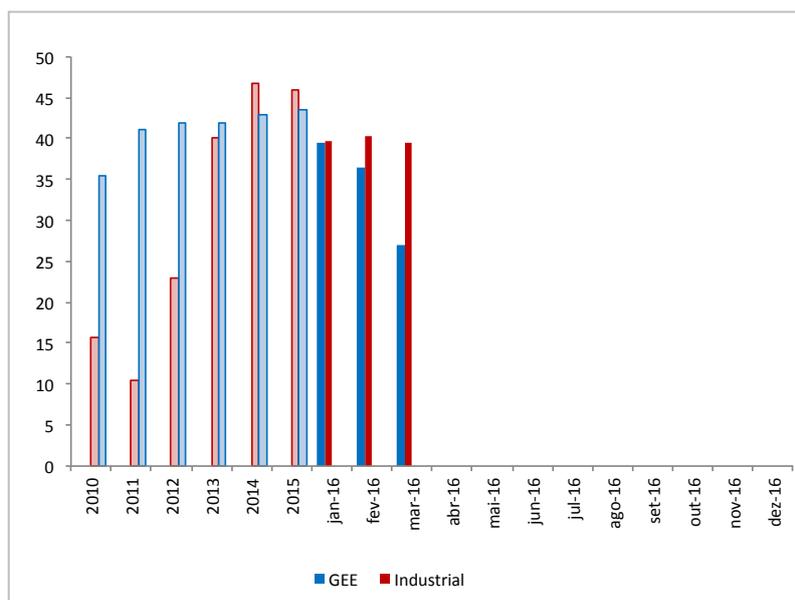
	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	12 meses	fev-16	mar-15
Industrial	39.45	-2.08%	-9.21%		40.29	43.45
Automotivo	4.93	1.65%	0.82%		4.85	4.89
Residencial	0.91	-1.09%	15.19%		0.92	0.79
Comercial	0.81	1.25%	5.19%		0.80	0.77
GEE	26.90	-26.10%	-47.11%		36.40	50.86
Cogeração	2.46	-0.81%	0.00%		2.48	2.46
Total	76.06	-12.04%	-26.34%		86.47	103.26

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

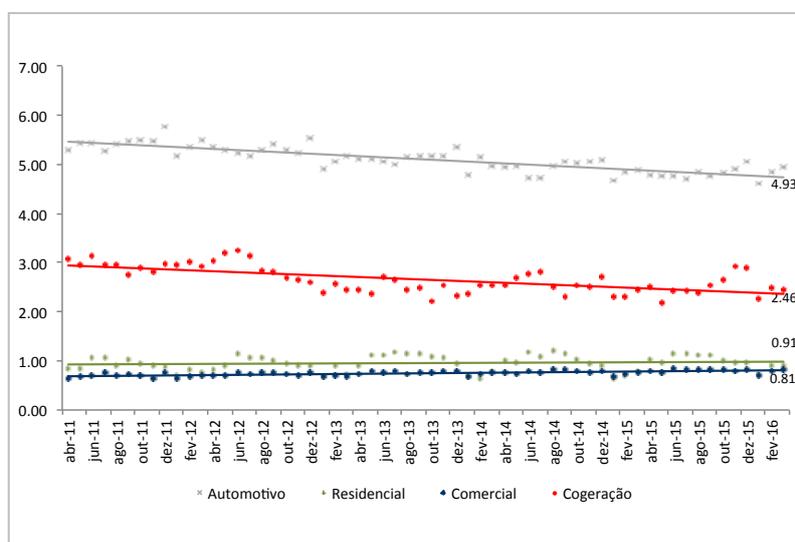
Dentre os consumidores de gás de menor porte, o setor automotivo registrou no mês de março 4,93 MMm³/dia, 1,65% a mais do que o registrado em fevereiro. Já com respeito à cogeração, houve uma queda de 0,81% com

relação ao mês anterior, marcando 2,46 MMm³/dia em média no mês de março. No período de doze meses, o setor automotivo registrou alta de 0,82% e o de cogeração se manteve no mesmo nível de março de 2015.

Gráfico 3.3: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

C) PREÇOS

O preço do gás nacional para os consumidores industriais registrou alta de 10,21%, 6,98% e 6,97% para as faixas de consumo até 2.000, 20.000 e 50.000 m³/dia respectivamente. Com esse resultado, o gás foi distribuído ao consumidor industrial a um preço entre 11,05 US\$/MMBTU e 13,14 US\$/MMBTU. Para a distribuidora também houve uma alta, de 7,29% no preço do gás no citygate, comercializado a 5,72 US\$/MMBTU.

No período de doze meses, no entanto, os preços ao consumidor industrial registram queda entre 19,33% e 15,09%, uma variação máxima de -3,15 US\$/MMBTU com relação aos preços de março de 2015. No citygate, a queda foi de 48,34%, uma diferença de -5,35 US\$/MMBTU com relação ao mesmo mês do ano passado.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	12 meses	fev-16	mar-15
Henry Hub	1.70	-13.05%	-39.75%		1.96	2.82
Europa	4.26	-13.71%	-48.63%		4.94	8.29
Japão	7.75	-3.22%	-45.72%		8.01	14.28
PPT *	3.80	2.26%	-12.93%		3.72	4.36
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	5.72	7.29%	-48.34%	5.33	11.07
	2.000 m ³ /dia **	13.14	10.21%	-19.33%	11.93	16.29
	20.000 m ³ /dia **	11.37	6.98%	-16.02%	10.63	13.54
	50.000 m ³ /dia **	11.05	6.97%	-15.09%	10.33	13.01

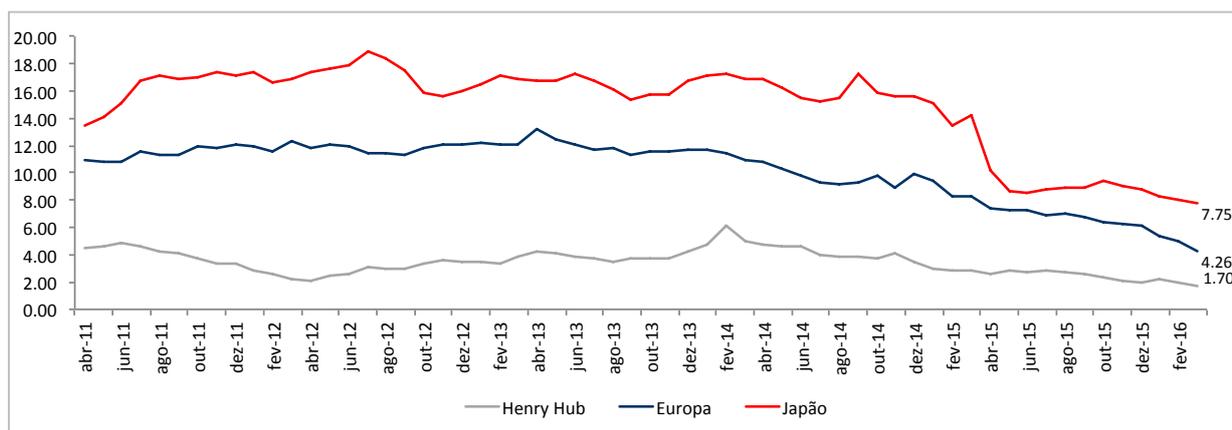
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

No cenário internacional, os preços seguem em queda e todos atingiram valores mínimos no período de doze meses, com o Henry Hub (HH) caindo 39,75% e os mercados asiático e europeu caindo 45,72% e 48,63%,

respectivamente. No resultado mensal, o gás no mercado europeu registrou a maior queda relativa, com variação negativa de 13,71%, sendo comercializado a 4,26 US\$/MMBTU.

Gráfico 3.5: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial

Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha



SETOR ELÉTRICO

Bruno Moreno | Renata Ruiz

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

Tabela 4.1: Energia Natural Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	abr-16		abr-16/mar-16		abr-16/abr-15		Tendências 12 meses		mar-16		abr-15	
SE	36,792.00	71.55%	-42.44%	-0.64%			63,923.00	98.53%	37,029.00	88.57%		
S	9,657.00	146.30%	-35.01%	37.11%			14,860.00	211.01%	7,043.00	106.97%		
NE	2,784.00	23.21%	-41.68%	-59.15%			4,774.00	32.48%	6,815.00	56.44%		
N	7,905.00	64.32%	-11.37%	-38.76%			8,919.00	55.81%	12,909.00	82.67%		
Total	57,138.00	-	-38.21%	-10.44%			92,476.00	-	63,796.00	-		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Natural Afluyente – ENA, indicador que representa a disponibilidade hídrica para as hidrelétricas, reduziu 38,21% (Tabela 4.1) em todo o Sistema Interligado Nacional – SIN, por termos chegado ao fim do período úmido do sistema, no mês de abril deste ano em relação ao mês anterior. Todas as regiões recuaram, SE 42,44%, S 35,01%, NE 11,37% e N 64,32%. Cabe ressaltar que, apesar da queda, S ainda apresenta sua

respectiva Média de Longo Termo – MLT acima de 100%, ou seja, em patamares elevados. No entanto, em SE e NE, os dois subsistemas com maiores capacidades de armazenamento, apresentaram valores da MLT inferiores a 100%. Já em relação ao mesmo mês do ano passado, abril/16 foi mais seco, com queda de 10% da ENA para todo SIN. Somente em S houve elevação, 37,11%. Os demais recuaram, SE 0,64%, NE 59,13% e N 38,76%.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendências 12 meses	mar-16	abr-15
SE/CO	38,280.66	-0.49%	6.52%		38,471.00	35,938.20
S	11,116.45	1.95%	8.30%		10,904.31	10,264.54
NE	10,116.51	-2.71%	0.47%		10,397.78	10,068.87
N	5,402.58	2.06%	4.67%		5,293.72	5,161.67
Total	64,916.20	-0.23%	5.67%		65,066.81	61,433.28

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na Tabela 4.2, a carga de energia total, na comparação anual, aumentou 5,67%. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS⁴, apesar do baixo desempenho da atividade econômica, tal fenômeno pode ser atribuído ao uso intensivo de equipamentos de refrigeração diretamente relacionado à ocorrência de temperaturas extremamente altas, para essa época do ano, e que a grande inserção desses equipamentos nas residências

em estabelecimentos comerciais tornou as variações de consumo de energia dessas classes muito mais sensíveis às variações da temperatura. Todos os subsistemas registraram crescimento, SE/CO 6,52%, S 8,30%, NE 0,47% e N 4,67%. Já na comparação mês a mês, houve queda de 0,23% na carga de energia total. SE/CO e NE recuaram 0,49% e 2,71%, respectivamente, e S e N cresceram 1,95% e 2,06%.

c) Oferta

Tabela 4.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendências 12 meses	mar-16	abr-15
SE/CO	Hidráulica	19,159.99	-10.69%	14.99%		21,454.26	16,662.30
	Nuclear	1,982.85	-0.70%	-0.99%		1,996.76	2,002.68
	Térmica	3,859.06	12.85%	-46.21%		3,419.65	7,173.67
	Total	25,001.90	-6.95%	-3.24%		26,870.67	25,838.65
S	Hidráulica	10,677.76	-7.81%	43.52%		11,582.83	7,440.11
	Térmica	867.36	-5.81%	-53.94%		920.87	1,883.24
	Eólica	587.06	17.93%	94.58%		497.79	301.70
	Total	12,132.18	-6.69%	26.05%		13,001.49	9,625.05
NE	Hidráulica	2,425.44	-7.68%	-24.48%		2,627.13	3,211.44
	Térmica	3,145.94	18.63%	-8.98%		2,651.88	3,456.19
	Eólica	2,567.57	22.36%	176.41%		2,098.45	928.91
	Total	8,138.95	10.32%	7.14%		7,377.46	7,596.54
N	Hidráulica	7,165.93	14.58%	-12.37%		6,253.89	8,177.47
	Térmica	1,749.38	18.13%	-8.25%		1,480.91	1,906.58
	Total	8,915.31	15.26%	-11.59%		7,734.80	10,084.05
	Itaipu	10,722.18	6.74%	29.69%		10,045.19	8,267.31
Total	Hidráulica	50,151.30	-3.49%	14.61%		51,963.30	43,758.63
	Térmica	11,604.59	10.84%	-29.34%		10,470.07	16,422.36
	Eólica	3,154.63	21.51%	156.35%		2,596.24	1,230.61
	Total	64,910.52	-0.18%	5.70%		65,029.61	61,411.60

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

⁴ Boletim de Carga Mensal – Abril/16 (Preliminar)

Segundo a Tabela 4.3 a geração hidráulica recuou 3,49%, devido à queda na disponibilidade hídrica em todo SIN (Tabela 4.1). A geração eólica cresceu 21,51% e, com isso, para completar a energia necessária a ser suprida, a geração térmica aumentou 10,84%. Já

na comparação anual, a geração hidráulica cresceu 14,61% e a térmica recuou 29,34%, dando indícios que o SIN está sendo menos pressionado atualmente. A geração eólica cresceu 156,35%, devido à entrada de novos parques eólicos.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendências 12 meses	mar-16	abr-15
S - SE/CO	1,062.65	-50.21%	266.17%		2,134.27	-639.49
Internacional - S	-65.62	76.64%	-		-37.15	0.00
N - NE	1,689.10	-30.18%	-25.38%		2,419.39	2,263.47
N - SE/CO	1,821.76	8302.95%	-31.48%		21.68	2,658.91
SE/CO - NE	289.20	-51.86%	54.50%		600.81	187.19

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

S transmitiu 1.062 MWmed para SE/CO, para compensar a queda de geração nesse subsistema. Houve intercâmbio internacional de energia através do subsistema S, que

enviou 65,62 MWmed. N transmitiu 1.689 MWmed para NE e 1.821 MWmed para SE/CO, que por sua vez transmitiu 289 MWmed para NE.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWMês)

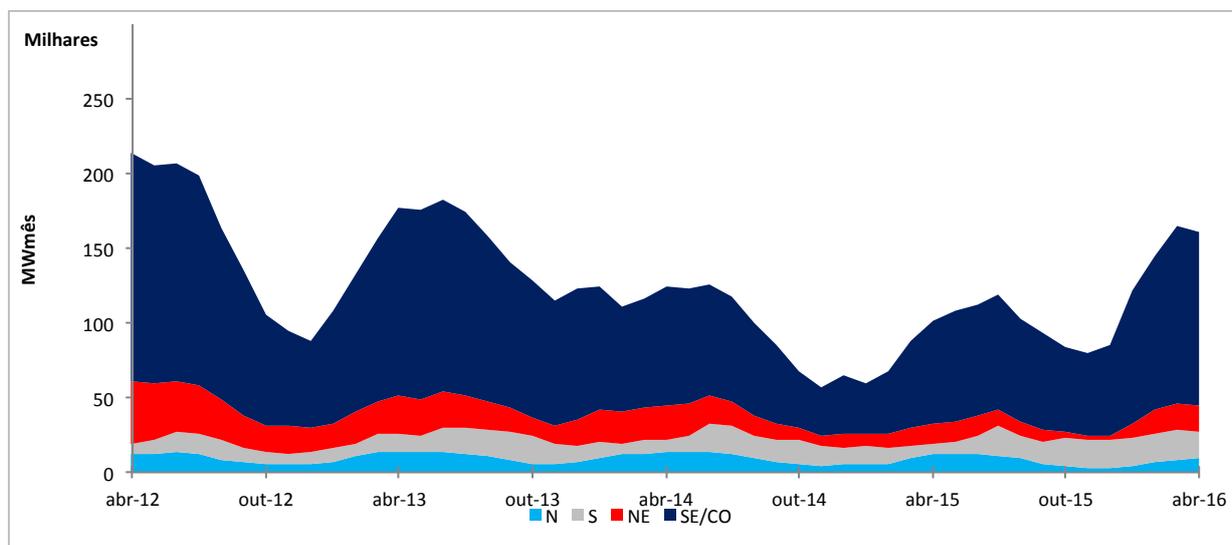
	abr-16	abr-16/mar-16	abr-16/abr-15	Tendências 12 meses	mar-16	abr-15			
SE/CO	116,742.00	57.55%	-1.24%	69.80%		118,213.00	58.27%	68,754.00	33.54%
S	17,694.00	88.66%	-9.16%	159.33%		19,478.00	97.60%	6,823.00	34.16%
NE	17,157.00	33.12%	-4.46%	20.73%		17,958.00	34.66%	14,211.00	27.40%
N	9,675.00	64.32%	10.14%	-19.42%		8,784.00	58.40%	12,006.00	81.06%
Total	161,268.00	55.68%	-1.92%	58.43%		164,433.00	56.76%	101,794.00	34.90%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com a queda de disponibilidade hídrica em todo SIN (Tabela 4.1) e leve queda na demanda de energia (Tabela 4.2), a Energia Armazenada – EAR recuou 1,92%, em abril deste ano em relação ao mês anterior, em todo SIN. NE, S e SE/CO recuaram 4,46%, 9,16% e 1,24%, respectivamente. Somente N aumentou a EAR, em 10,14%. Já a comparação anual deixa claro que as pressões sobre o SIN reduziram drasticamente quando

mostra que a EAR total aumentou 58,43%. SE/CO, subsistema com maior capacidade de armazenamento de energia, elevou 69,80% a EAR e alcançou o valor de 57,55% do nível dos reservatórios sendo que no mesmo mês do ano passado registrava 33,54%. S e NE também aumentaram, 159,33% e 20,73%, respectivamente. Somente N reduziu a EAR 19,42%. O Gráfico 4.1 mostra o histórico de EAR entre abr/12 e abr/16.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
Hidráulica > 30MW	47,983.25	10.29%	9.61%		43,504.86	43,777.31
Térmica a Gás	5,168.89	-13.22%	-31.09%		5,956.21	7,500.91
Térmica a Óleo	952.48	-30.67%	-65.64%		1,373.92	2,772.12
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	511.01	-7.38%	-6.84%		551.74	548.50
Térmica a Carvão Mineral	1,603.23	7.65%	-14.55%		1,489.31	1,876.14
Térmica Nuclear	1,834.45	-0.44%	17.32%		1,842.48	1,563.67
Total Térmica Convencional	10,070.05	-10.20%	-29.39%		11,213.66	14,261.35
Total Convencional	58,053.31	6.09%	0.03%		54,718.53	58,038.66
Eólica	2,601.85	48.23%	56.54%		1,755.28	1,662.14
Hidráulica CGH	101.14	8.19%	29.50%		93.48	78.10
Hidráulica PCH	3,022.67	1.65%	17.94%		2,973.70	2,562.79
Térmica a Biomassa	521.10	-6.37%	-10.35%		556.55	581.29
Total Alternativa	6,246.76	16.13%	27.89%		5,379.00	4,884.32
Térmica - Outros	396.06	10.44%	-7.05%		358.62	426.09
Total	64,696.12	7.01%	2.13%		60,456.14	63,349.07

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

* "Térmica - Outros" inclui térmica solar, fotovoltaica e outros tipos de geração não convencionais.

A geração total de energia elétrica em fevereiro de 2016 foi de 64.696,12 MWmed, o que representou um aumento de 7,01% na comparação com o mês anterior e de 2,13% com o mesmo mês do ano passado.

A geração por fontes térmicas convencionais teve uma queda significativa de 10,20% no mês e de 29,39% no ano, batendo um novo recorde negativo e atingindo o menor valor dos últimos 12 meses. Essa queda foi ainda mais forte para as térmicas a gás, que apresentaram a maior redução em termos absolutos, de 787,32 MWmed no mês e 2332,02 MWmed no ano. Em termos relativos, essa redução foi de 13,22% e 31,09%, respectivamente. As térmicas a óleo apresentaram a maior queda em termos relativos, mensal de 30,67% e anual de 65,64%. As térmicas a carvão tiveram redução anual de 14,55%, mas contrariaram a tendência de queda aumentando 7,65% na comparação com o mês anterior.

A geração hidráulica, por sua vez, teve um aumento de 9,61% na comparação anual e de 10,29% na comparação mensal, atingindo o maior nível do último ano. A geração por PCHs e CGHs também tiveram aumentos de 1,65% e 8,19% no mês, e de 17,94% e 29,50% no ano, respectivamente, atingindo novos recordes. Isso indica uma melhora da hidrologia, comprovada pelos valores de ENA neste mês, que foram 62,39% maiores do que no mesmo mês do ano passado.

A geração por fontes alternativas teve um aumento de 16,13% no mês, e de 27,89% no ano. Esse aumento foi particularmente influenciado pelo aumento da geração eólica, de 48,23% no mês e 56,54% no ano, indicando uma maior inserção dessa fonte na matriz, apesar de uma interrupção dessa tendência no mês anterior. A geração por biomassa se encontra na entressafra da cana de açúcar, e deve voltar a subir a partir de abril. Neste mês, a queda mensal foi de 6,37% e a anual de 10,35%.

b) Demanda

Tabela 4.7: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)*

		fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
Sistemas Isolados	Residencial	240.18	4.77%	6.79%		229.23	224.90
	Industrial	23.59	9.86%	2.77%		21.47	22.95
	Comercial	91.75	8.37%	3.23%		84.66	88.88
	Outros	112.35	8.14%	-2.50%		103.90	115.24
	Total	467.87	6.51%	3.52%		439.27	451.98
N	Residencial	1,014.43	7.16%	4.02%		946.68	975.25
	Industrial	1,768.52	5.64%	-9.38%		1,674.17	1,951.51
	Comercial	513.02	5.15%	-2.74%		487.90	527.49
	Outros	431.42	3.17%	-3.87%		418.17	448.79
	Total	3,727.39	5.68%	-4.50%		3,526.92	3,903.04
NE	Residencial	2,774.43	0.59%	-7.07%		2,758.03	2,985.55
	Industrial	2,554.70	5.30%	-8.55%		2,426.02	2,793.49
	Comercial	1,523.21	3.99%	-5.33%		1,464.81	1,608.98
	Outros	1,496.80	-1.72%	-12.62%		1,523.01	1,712.92
	Total	8,349.13	2.17%	-8.26%		8,171.87	9,100.95
SE/CO	Residencial	9,567.60	2.53%	-7.46%		9,331.77	10,339.28
	Industrial	11,244.02	14.72%	-10.87%		9,801.36	12,615.24
	Comercial	6,962.30	5.96%	-9.00%		6,570.93	7,650.56
	Outros	4,495.86	5.87%	-7.63%		4,246.47	4,867.45
	Total	32,269.78	7.74%	-9.03%		29,950.52	35,472.54
S	Residencial	2,713.36	3.44%	-7.35%		2,623.17	2,928.47
	Industrial	3,625.95	23.06%	-10.52%		2,946.51	4,052.15
	Comercial	2,000.81	10.16%	-8.45%		1,816.26	2,185.60
	Outros	2,154.16	13.72%	-5.51%		1,894.26	2,279.87
	Total	10,494.28	13.08%	-8.32%		9,280.19	11,446.09
Total	Residencial	16,310.00	2.65%	-6.55%		15,888.88	17,453.45
	Industrial	19,216.77	13.91%	-10.35%		16,869.53	21,435.35
	Comercial	11,091.09	6.39%	-8.05%		10,424.56	12,061.52
	Outros	8,690.59	6.17%	-7.79%		8,185.81	9,424.28
	Total	55,308.45	7.67%	-8.39%		51,368.77	60,374.60

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

*Outros: Rural, Iluminação Pública, Serviço Público, Poder Público, Consumo Próprio.
Industrial: Cativo + Livre.

O consumo total de energia em fevereiro de 2016 foi de 55.308,45 MWmed, o que representou uma queda de 8,39% na comparação anual, e um aumento de 7,67% na comparação mensal. Essa tendência se repetiu em quase todos os subsistemas e classes do Sistema Interligado Nacional – SIN.

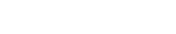
O subsistema SE/CO teve aumento mensal de 7,74% e queda anual de 9,03%; S teve aumento mensal de 13,08% e queda anual de 8,32%; NE teve aumento mensal de 2,17% e queda anual de 8,26%; e N teve aumento mensal de 5,68% e queda anual de 4,50%.

O consumo residencial no país teve um aumento mensal de 2,65% e queda anual de 6,55%. O setor comercial teve aumento mensal de 6,39% e queda anual de 8,05%. O consumo industrial também apresentou um aumento mensal, de 13,91%, depois de ter atingido o menor valor desde janeiro de 2009. Ainda assim, com relação ao mesmo mês do ano anterior, o consumo da classe industrial teve queda de 10,35%.

A Sondagem Industrial do IBRE/FGV⁵ mostra que Índice de Confiança da Indústria – ICI recuou 1,5 ponto em fevereiro de 2016, passando de 76,2 para 74,7 pontos, o menor nível desde setembro de 2015. O Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI recuou 0,5 ponto percentual neste mês, atingindo 73,6%, o menor nível da série histórica iniciada em 2001.

No mercado livre, o consumo apresentou um aumento tanto na comparação mensal quanto anual, de 6,73% e 2,34%, respectivamente. Todos os setores tiveram aumento no consumo com relação ao mês anterior, com exceção de Bebidas, que caiu 2,75%. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, as tendências foram menos claras. Apresentaram aumento no consumo os setores Metalurgia e Produtos de Metal (+11,87%), Químicos (+1,94%), Madeira, Papel e Celulose (+1,84%), Alimentos (+7,61), Comércio (+7,95%), Bebidas (+1,57%) e Saneamento (+4,58%).

Tabela 4.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3,283.31	6.41%	11.87%		3,085.42	2,934.82
Químicos	1,704.00	1.79%	1.94%		1,673.96	1,671.58
Minerais Não Metálicos	891.29	6.64%	-1.76%		835.76	907.28
Madeira, Papel e Celulose	1,005.34	10.16%	1.84%		912.66	987.15
Manufaturados Diversos	839.95	8.54%	-3.01%		773.88	865.99
Alimentícios	893.72	9.56%	7.61%		815.77	830.54
Veículos	488.53	9.01%	-13.32%		448.15	563.60
Serviços	525.64	4.52%	-8.04%		502.89	571.56
Extração de Minerais Metálicos	712.38	5.40%	-2.66%		675.87	731.87
Têxteis	415.70	27.00%	-7.08%		327.33	447.36
Comércio	291.22	6.63%	7.95%		273.12	269.77
Transporte	202.01	2.68%	-4.75%		196.73	212.10
Bebidas	150.90	-2.75%	1.57%		155.18	148.58
Saneamento	113.52	2.24%	4.58%		111.03	108.54
Telecomunicações	101.83	3.34%	-0.58%		98.54	102.42
Total Geral	11,619.36	6.73%	2.34%		10,886.28	11,353.15

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

⁵ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Fevereiro/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Em fevereiro de 2016, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 50.245,96 MWmed, um aumento de 9,90% na comparação mensal e de 9,61% na comparação anual. A garantia física foi estimada em 55.397,66 MWmed, o que representou uma queda de 4,96% no mês e de 5,06% no ano. Assim, o GSF, fator que mede a razão entre a energia produzida e a garantia física, foi de 90,7% neste mês, representando um aumento de 15,63% com relação ao mês anterior e de 15,45% com relação ao mesmo mês do ano passado.

A liquidação de janeiro da CCEE, realizada em abril, teve uma inadimplência de 61% dos R\$ 4,1 bilhões contabilizados para o mês. Do valor devido, a maior parte, R\$ 1,48 bilhão, foi referente a liminares de GSF ainda vigentes. A ANEEL havia aprovado o parcelamento em até 6 vezes da dívida do GSF adquirida entre março e dezembro de 2015, estimada em R\$ 1,89 bilhão. Foram arrecadados R\$ 1,03 bilhão referentes à repactuação do risco, mais do que o esperado, devido a escolha da maioria dos agentes de quitar a dívida à vista.

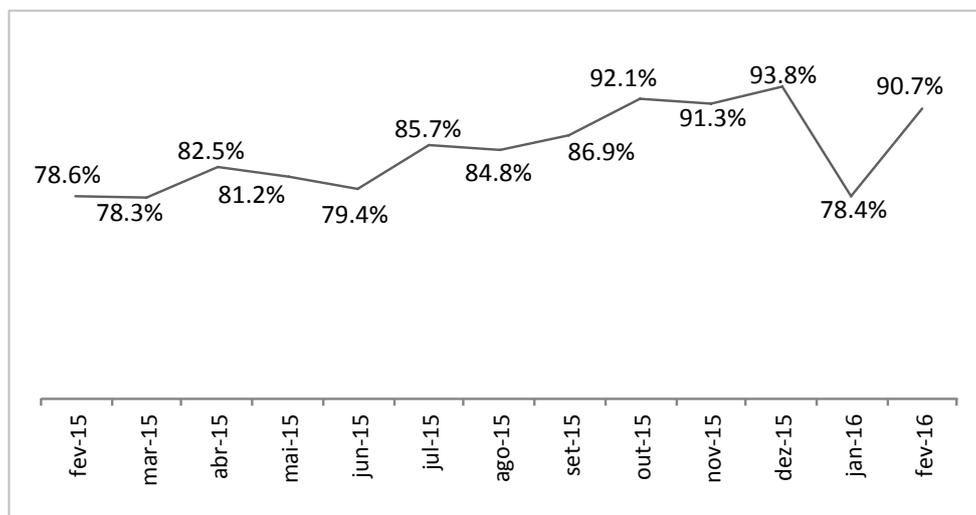
As liquidações de fevereiro e março, realizadas também em abril, tiveram 100% de adimplência. As liquidações de abril ocorrerão em junho e as de maio em julho.

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	fev-16	fev-16/jan-16	fev-16/fev-15	Tendências 12 meses	jan-16	fev-15
Energia Gerada (MWmed)	50,245.96	9.90%	9.61%		45,721.21	45,841.54
Garantia Física (MWmed)	55,397.66	-4.96%	-5.06%		58,288.36	58,348.41
Geração/Garantia Física	0.907	15.63%	15.45%		0.784	0.786

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Gráfico 4.2: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

d) Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Em março de 2016, o PLD médio mensal teve aumento em todos os subsistemas na comparação com mês anterior. Nos subsistemas SE/CO, S e N o aumento foi de 23,50% e o PLD atingiu o valor de R\$ 37,73/MWh. O subsistema NE teve um aumento mensal ainda maior: 49,17%,

chegando a R\$ 249,11/MWh. A hidrologia no NE continua desfavorável, e os reservatórios deste subsistema estavam em 34,66% da capacidade de armazenamento neste mês.

Na comparação anual, todos os subsistemas tiveram queda no PLD. Em SE/CO e S a queda foi de 91,12%, em N de 89,85% e em NE 41,38%.

Tabela 4.10: PLD Médio Mensal – Preços Reais (R\$/MWh)

	mar-16	mar-16/fev-16	mar-16/mar-15	Tendências 12 meses	fev-16	mar-15
SE/CO	37.73	23.50%	-91.12%		30.55	424.94
S	37.73	23.50%	-91.12%		30.55	424.94
NE	249.11	49.17%	-41.38%		166.99	424.94
N	37.73	23.50%	-89.85%		30.55	371.82

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), que atende a 5,7 milhões de unidade consumidoras em 415 municípios na BA, teve um reajuste de 10,64% na alta tensão e 10,76% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 10,72% nas tarifas.

A Companhia Energética do Ceará (COELCE) teve um aumento de 11,51% na alta tensão e de 13,64% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 12,97% nas tarifas de 3,4 milhões de unidades consumidoras localizadas em 184 municípios do CE.

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte (RN) atende 1,3 milhão de unidades consumidoras em 167 municípios do RN e teve um reajuste de 7,61% na alta tensão e 7,78% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 7,73%.

A Energisa Sergipe (ESE) teve um aumento de 4,74% na alta tensão e 5,55% na baixa tensão, totalizando um aumento médio de 5,24% nas tarifas de 731mil unidades consumidoras em 63 municípios de SE.

A Companhia Energética de Pernambuco, que atende a 3,5 milhões de unidades consumidoras em 185 municípios de PE, teve um aumento de 6,77% na alta tensão e de 11,66% na baixa tensão, o que significou um aumento médio de 9,99% nas tarifas.

Ocorreu também no período a revisão tarifária periódica de quatro distribuidoras do interior de SP. O índice médio de revisão tarifaria entre a alta e a baixa tensão foi de: Caiuá Distribuição de Energia S.A (Caiuá-D) -0,94%; Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A (EDEV) +1,69%; Empresa Elétrica Bragantina S.A (EEB) +1,84%; e Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE) -0,37%.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	10.72%	22/04/2016 a 21/04/2017
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	12.97%	22/04/2016 a 21/04/2017
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	7.73%	22/04/2016 a 21/04/2017
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	5.24%	22/04/2016 a 21/04/2017
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	9.99%	29/04/2015 a 28/04/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisão Tarifária Periódica (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP	1.84%	5/10/16
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	SP	1.69%	5/10/16
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	-0.37%	5/10/16
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	-0.94%	5/10/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	22/05
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	28/05
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	19/06
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG	22/06
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ	22/06
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	29/06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

f) Leilões

Foi realizado em 29 de abril o Leilão de Energia Nova A-5, que buscava contratar empreendimentos hidrelétricos na modalidade quantidade e eólicos, termelétricos a biomassa, gás natural em ciclo combinado e carvão na modalidade disponibilidade. Este leilão resultou na contratação de 528,87 MW de potência instalada (dos quais 278,4 MW são referentes a novos empreendimentos), equivalentes a 201,8 MWmed. O preço médio de contratação da fonte hídrica foi de R\$ 175,80/MWh e esta foi a fonte mais contratada, somando 324,9 MW. Foram contratados

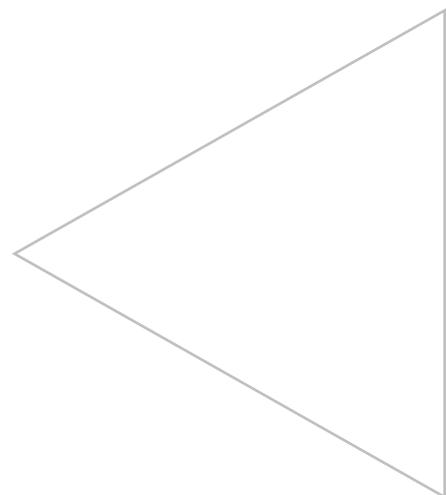
193,39 MW de térmicas a biomassa e carvão, a um preço médio de R\$ 235,95/MWh. Apenas uma térmica a gás natural de 5,5MW de capacidade foi contratada a R\$ 258,00/MWh. Apesar de empreendimentos eólicos que somavam mais de 17 mil MW terem se habilitado para o leilão, nenhum foi contratado. O preço médio da energia contratada no leilão foi de R\$ 198,59/MWh.

Estão marcados para este ano dois leilões de reserva, um para 29 de julho e outro para 28 de outubro. No primeiro serão contratados projetos de energia solar fotovoltaica e hídrica (CGHs e PCHs) e no segundo energia eólica e solar fotovoltaica.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP	
	Descrição	Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2014-ANP referente ao Gasoduto Itaboraí-Guapimirim.	
	Etapas		Data
	Cronograma de etapas		suspensão
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	Objeto	1o Leilão de Energia de Reserva	
	Descrição	Contratação de energia solar fotovoltaica e hidrelétrica (Centrais de Geração Hidrelétrica e Pequenas Centrais Hidrelétricas). Os projetos de energia solar terão prazo de suprimento de 20 anos e os hidrelétricos, de 30 anos. Os contratos terão início de suprimento de energia elétrica em 1º de julho de 2018 para fonte solar fotovoltaica e em 1º de março de 2020 para fonte hidrelétrica.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		Não divulgado
	Realização		29/07/2016 (previsto)
	Objeto	2o Leilão de Energia de Reserva	
	Descrição	Contratação energia solar fotovoltaica e eólica. As duas fontes terão prazo de suprimento de 20 anos e data para início do fornecimento em 1º de julho de 2019.	
	Etapas		Data
Publicação do Edital		Não divulgado	
Realização		28/10/2016 (previsto)	
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 002/2016	
	Descrição	Obter subsídios para avaliar a necessidade de regulamentação dos aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.	
	Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		7/27/16	



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia

Mantenedores da FGV Energia:

