

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

AGOSTO • 2016

08

OPINIÃO

André Pepitone da Nóbrega

Energia solar amplia a característica sustentável da matriz elétrica do Brasil

DESTAQUE

Será factível para o Brasil atingir as metas assumidas no Acordo de Paris para o setor elétrico?

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Renata Hamilton de Ruiz

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

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

Estagiárias

Julia Febraro F. G. da Silva

Raquel Dias de Oliveira

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 – fgv.br/energia



SUMÁRIO

▷ Opinião	
Energia solar amplia a característica sustentável da matriz elétrica do Brasil	04
▷ Será factível para o Brasil atingir as metas assumidas no Acordo de Paris para o setor elétrico?	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)	28
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	29
Tarifas de Energia Elétrica.....	30
Leilões.....	31
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	32



OPINIÃO

ENERGIA SOLAR AMPLIA A CARACTERÍSTICA SUSTENTÁVEL DA MATRIZ ELÉTRICA DO BRASIL

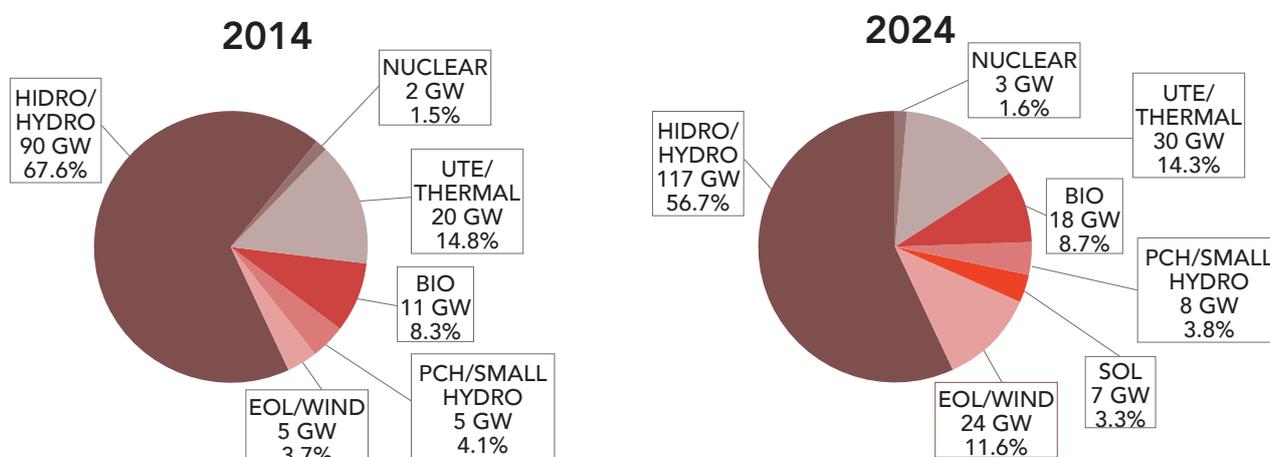
*André Pepitone da Nóbrega**

O Brasil possui matriz elétrica limpa, com 84% da potência instalada proveniente de fontes renováveis, com predominância da fonte hidráulica, vocação do país há décadas. Nos últimos anos, outras fontes vêm

se firmando nesse cenário: a biomassa, a eólica e, mais recentemente, a solar. Esta, em fase embrionária, se avaliado o atual parque gerador, possui tendência de crescimento equivalente à da geração eólica que, desenvolvida na última década, responde hoje por 7% da nossa matriz.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, as fontes renováveis continuarão com expressiva presença na matriz elétrica brasileira, mantendo, em 2024, a participação de 84%. O PDE projeta ainda a continuidade da diversificação da matriz de energia elétrica, que, embora permaneça com predominância da fonte hidráulica, apresentará crescimento expressivo de outras renováveis. A perspectiva de participação da energia solar centralizada na matriz em 2024 é de 7 GW, o que representará 3,3% do total.

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

A energia solar, em estágio inicial de exploração, é fonte promissora no Brasil. O país apresenta irradiação diária média anual entre 1.500 e 2.400 kWh/m²/ano, valor superior ao da maioria dos países europeus, os mais desenvolvidos na utilização da tecnologia. Mesmo na região Sul, onde são registrados os menores valores de irradiação do Brasil, de 1.500 kWh/m²/ano, esses são maiores que os da Alemanha, de 1.250 kWh/m²/ano, país com significativa participação da energia solar na matriz.

Os altos valores de irradiação disponíveis e a existência de grandes reservatórios hidráulicos no Brasil permitem combinação de sucesso entre as fontes solar e hidráulica, ampliando a matriz elétrica sustentável do país. Enquanto as plantas solares geram energia, conforme a disponibilidade da irradiação, as usinas hidrelétricas armazenam água, ou seja, fontes renováveis que se complementam e proporcionam a operação otimizada do sistema.

Para facilitar a implantação de novas usinas fotovoltaicas, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL simplificou em 2015 os requisitos para autorizar a exploração desses empreendimentos. Destaca-se, dentre as simplificações adotadas, a possibilidade de encaminhar à Agência toda a documentação em formato digital, por mídia ou Internet.

Outro importante incentivo às fontes renováveis foi conferido pela Lei nº 13.203, de 2015, que amplia o alcance do desconto na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para usinas com potência até 300 MW, que resultem de leilão de compra de energia ou autorizações a partir de 1º de janeiro de 2016. A regulação do tema foi objeto da Audiência Pública 38/2016, que teve o período de contribuições encerrado no último 5 de agosto.

A geração centralizada de grande porte de energia solar fotovoltaica foi viabilizada mediante a execução de 3 leilões de energia, realizados em outubro de 2014 e agosto e novembro de 2015. Nesses leilões foram contratadas 94 usinas fotovoltaicas, com a potência total de 2.652,8 MWp e a previsão de investimento de 12,9 bilhões de reais. Com capacidade de geração de 681,2 MWh/h, a energia dessas usinas é suficiente para atender a cerca de 6 milhões de pessoas no Brasil. Como perspectiva de curto prazo, está previsto, ainda em 2016, novo leilão para contratação de energia fotovoltaica centralizada.

A maior parte das usinas fotovoltaicas de grande porte se encontra na região Nordeste do Brasil, na qual há alta incidência de irradiação solar. Assim, o mesmo sol que tanto castigou essa Região durante sua história se transforma em fonte de desenvolvimento e recursos para o semiárido.

Outra importante utilização da energia solar é por meio de micro e minigeração distribuída. De pequeno porte, esse sistema permite que os consumidores produzam a própria energia elétrica, o que representa significativo avanço nas relações entre o segmento de distribuição e o de consumo. A Resolução Normativa nº 482, de 2012, cria o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, e a Resolução Normativa nº 687, de 2015, possibilita a geração em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras) e a compartilhada, mediante a união de diversos interessados em consórcios ou cooperativas para a geração de energia.

Apesar do pequeno número de conexões até o momento, pouco mais de 4.000 unidades consumidoras, o perfil de crescimento da geração distribuída, após a edição das Resoluções da ANEEL, é promissor. A Agência projeta mais de 1,2 milhão de consumidores gerando a própria energia em 2024, totalizando capacidade instalada superior a 4.500 megawatts (MW) – o que corresponde ao abastecimento de um estado como o de Santa Catarina. Confirmada essa projeção, a produção nacional dos equipamentos poderá se viabilizar, haja vista a demanda e os ganhos de escala.

Entretanto, para que essa previsão se realize, alguns desafios da geração distribuída precisam ser superados, tais como aumentar a divulgação das possibilidades que essa iniciativa confere, em especial das novas alternativas introduzidas pela ANEEL em 2015 – geração em condomínios e compartilhada; criar linhas de financiamento específicas, que facilitem a aquisição e a instalação dos equipamentos, e tratar a questão da incidência de tributos estaduais e federais.

Com relação à tributação estadual, o Convênio CONFAZ¹ nº 16/2015 possibilita que o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS incida apenas sobre a diferença entre a energia ativa injetada na rede de distribuição e a consumida, o que equivale à isenção tributária. Ressalta-se que sete unidades da federação ainda não aderiram ao Convênio. A região Nordeste

do país é a única na qual todos os estados já aplicam a isenção de imposto para esse tipo de geração.

Essa isenção, todavia, se aplica somente às modalidades de geração distribuída na mesma unidade consumidora ou de autoconsumo remoto (outras unidades do mesmo titular) e é válida apenas para instalações com menos de 1 MW de potência instalada². Além disso, não há isenção do ICMS incidente sobre o custo de disponibilidade, para consumidores do Grupo B, e sobre a energia reativa e a demanda de potência (TUSD), para consumidores do Grupo A, tampouco para a geração em condomínios ou compartilhada.

Por sua vez, o Programa de Integração Social - PIS e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, passaram a incidir apenas sobre a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída. Por serem tributos federais, a regra se aplica igualmente a todos os estados do País. De modo análogo ao ICMS, a isenção também não se aplica aos casos em que a titularidade das unidades consumidoras não é a mesma (geração em condomínios e compartilhada).

Outra questão é o pagamento dos custos da distribuidora, pelos optantes da geração distribuída. Atualmente, as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (Grupo B) pagam o custo de disponibilidade, ainda que injetem na rede energia superior ao consumo – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Analogamente, os consumidores conectados em alta tensão (Grupo A) pagam a demanda contratada.

Caso se verifique que o pagamento do custo de disponibilidade (Grupo B) não é suficiente para a remuneração adequada da rede de distribuição, será necessário aperfeiçoar a regulação. Uma das propostas para os novos entrantes é utilizar a tarifa binômia, mediante a separação dos custos em energia e “fio” (transporte na rede), como aplicado ao Grupo A.

¹ Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, ligado ao Ministério da Fazenda.

² A revisão das regras, realizada por meio da Resolução Normativa nº 687/2015, ampliou o limite de minigeração distribuída solar para 5 MW.

Assim, ainda que o consumidor não pagasse nenhum valor relativo à energia, por ter gerado mais do que consumido, ele pagaria os custos da rede de distribuição. Isso porque a rede continuaria sendo utilizada nos momentos em que a geração não produzisse energia suficiente, como à noite, no caso da energia solar. Ou seja, o consumidor teria que utilizar a rede, que deve ser mantida em pleno funcionamento pela distribuidora, quando não pudesse gerar energia.

Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D relacionados à geração fotovoltaica são fomentados pela ANEEL. Destaca-se a Chamada de Projeto de P&D Estratégico 13/2011, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que objetivou inserir a energia solar na matriz energética brasileira, desenvolver científica e tecnologicamente a cadeia produtiva, capacitar profissionalmente e realizar a infraestrutura laboratorial de empresas e instituições de pesquisa, reduzir custos e aumentar a competitividade da fonte e promover aprimoramentos normativos, regulatórios e fiscais/tributários.

Como resultado da Chamada, estão em implantação 13 projetos fotovoltaicos, que representam 15,6 MWp de capacidade instalada e investimento de R\$ 252,6 milhões. Evidenciam-se os realizados por Furnas, em Jaíba/MG, pela Chesf, em Petrolina/PE, e pela Tractebel, em Tubarão/SC, com capacidade instalada de 3 MWp cada.

A energia heliotérmica, também conhecida como *Concentrating Solar Power* – CSP, utiliza como princípio para produção de energia o acúmulo do calor proveniente dos raios solares pela reflexão e pela concentração da luz solar, com espelhos – o calor do sol aquece água e gera vapor. A partir de então, a usina heliotérmica segue os mesmos processos de uma usina termoelétrica, utilizando o vapor gerado para movimentar a turbina que aciona o gerador de energia elétrica.

Mais recentemente, foi lançada a Chamada de Projeto de P&D Estratégico 19/2015 – “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”. Essa iniciativa visa facilitar a inserção dessa fonte na matriz elétrica brasileira; promover a formação

de profissionais qualificados, a capacitação técnica em universidades, centros de pesquisas e empresas; desenvolver a cadeia produtiva e levantar informações, para aperfeiçoar a regulação e as políticas públicas.

A própria ANEEL decidiu colher os benefícios oferecidos pela geração solar distribuída; por meio de um projeto executado com recursos do Programa de Eficiência Energética regulado pela Agência, que teve a CEB Distribuição como empresa proponente, instalará planta fotovoltaica em sua sede em Brasília. Serão montados 1.760 painéis de 1,65m², com potência instalada de 510,40 kWp, que, juntos, possuem a geração média anual prevista de 710 MWh/ano, capazes de atender a cerca de 20% da energia utilizada pela ANEEL.

As características naturais do Brasil evidenciam muita atratividade para utilização das fontes renováveis de energia. Nos próximos anos, a produção de energia por fonte solar, aliada à geração hidráulica, à biomassa e à eólica, manterá elevada a predominância das fontes limpas na composição da matriz nacional, caracterizando parque gerador sustentável. As iniciativas para desencadear a expansão da fonte solar no País, mediante a geração centralizada de grande porte e da distribuída, foram implementadas pelo Governo Federal e pela Agência por meio dos leilões, da regulação e do fomento à pesquisa. Não obstante os desafios apontados, vive-se momento propício para inserção dessa fonte na matriz elétrica. Para tanto, a ANEEL conta com a participação dos agentes do setor elétrico, dos consumidores e da sociedade para aprimorar o ambiente regulatório e avançar em benefício do Brasil.

*André Pepitone da Nóbrega é servidor da carreira de Especialista em Regulação e diretor da ANEEL desde agosto de 2010. Engenheiro civil pela Universidade de Brasília – UnB, é especialista em Ciências Geotécnicas, também pela UnB, e possui MBA em Theory and Operation of a Modern National Economy, pela Universidade George Washington.





SERÁ FACTÍVEL PARA O BRASIL ATINGIR AS METAS ASSUMIDAS NO ACORDO DE PARIS PARA O SETOR ELÉTRICO?

Em junho passado, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou o documento “O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia”, com o objetivo de descrever a “memória de cálculo que subsidiou as contribuições das atividades relacionadas à produção e uso da energia para a redução de emissões de GEE apresentadas na iNDC”³. Esse documento foi produzido, contudo, considerando o uso da energia em atividades que não se encontram mais no mesmo nível de dinamismo de então. Por conseguinte, dada a conjuntura econômica atual, será factível para o país atingir os compromissos assumidos na sua iNDC?

A *intended National Determined Contribution* (iNDC)⁴ é o documento em que cada país estabelece suas metas individuais para reduzir a emissão de gases do efeito estufa (GEE), que causam as mudanças climáticas. Esses documentos foram apresentados por cada país na 21ª Conferência das Partes (COP 21) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). Ao fim da Conferência, em 12 dezembro de 2015, o Acordo de Paris foi aprovado pelos 195 países participantes. Esses países se comprometeram a realizar as metas nas suas iNDCs, de forma a limitar o aumento de temperatura no século XXI a níveis inferiores a 2°C em relação a níveis pré-industriais, se empenhando em limitar esse aumento a 1,5°C.

O Acordo de Paris adotou uma nova abordagem em relação a como esse objetivo será atingido: cada país estabelecerá seus próprios compromissos de adaptação e mitigação às mudanças climáticas, tendo responsabilidades comuns, porém diferenciadas⁵. Até a presente data, 180 países assinaram o Acordo, que já foi ratificado por 22 países. O prazo para assinatura é

³ EPE, junho de 2016.

⁴ Em português: Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada.

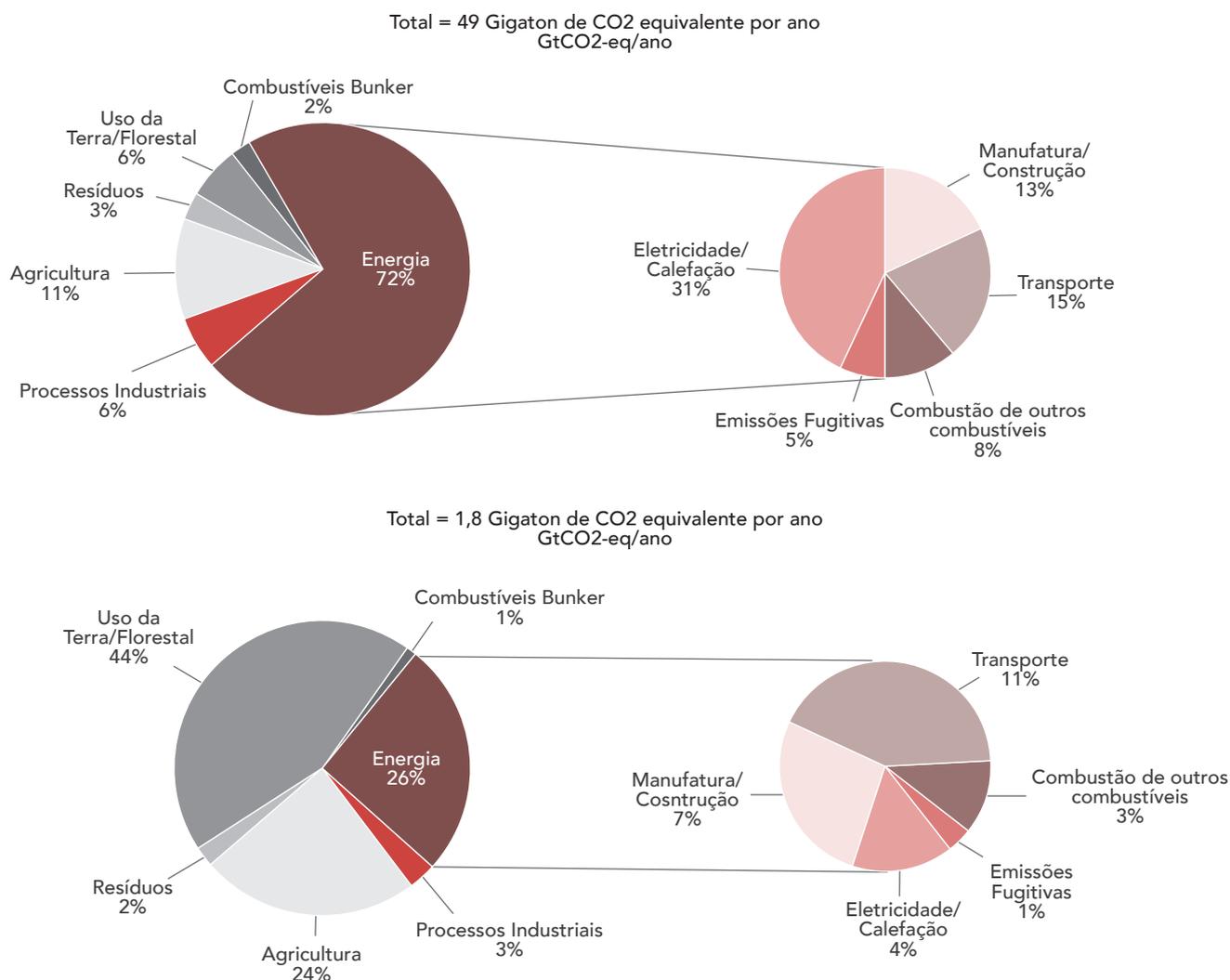
⁵ Essa abordagem é chamada de “*sistema bottom up*”, que contrasta com a abordagem “*top down*” tentada em Convenções de anos anteriores, em que metas de redução de emissão de GEE eram impostas aos países.

22 de abril de 2017, com o Acordo entrando em vigor quando 55 países, que juntos representarem 55% das emissões mundiais, o ratificarem⁶.

O Brasil, no dia 22 de abril desse ano, assinou o Acordo, que já foi ratificado pelo Congresso Nacional e segue para promulgação da Presidência da República - o que deve ocorrer em setembro, na Assembleia das Nações Unidas⁷. O próximo passo será implementar ações para atingir os compromissos assumidos na

iNDC brasileira. O país se comprometeu a reduzir suas emissões de GEE de forma que, em 2025, sejam 37% inferiores em relação ao ano-base de 2005 e que, em 2030, sejam 43% inferiores em relação ao mesmo ano-base. Esse esforço será empreendido em todos os setores da economia: energia, agricultura, florestal, resíduos e processos industriais. As emissões de GEE brasileiras em 2012 são ilustradas na figura abaixo, juntamente com as emissões mundiais, para fins de comparação.

Figura 1: Emissões de GEE por setor – Mundo e Brasil



Fonte: World Resources Institute (WRI). CAIT Climate Data Explorer: Historical Emissions, 2012. Valores percentuais foram arredondados. Para descrição das emissões de gases incluídas em cada setor, consultar: CAIT Country Greenhouse Gas Emissions: Sources & Methods. June 2015, World Resources Institute.

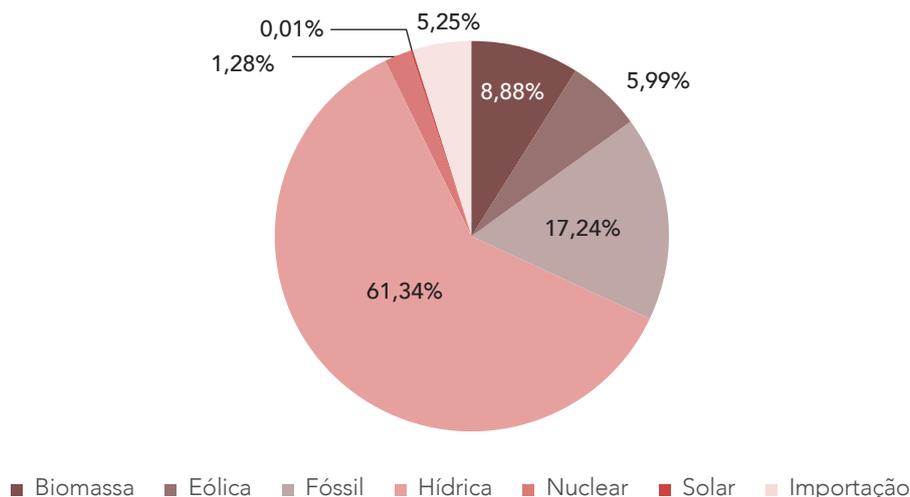
⁶ <https://nacoesunidas.org/acordodeparis/>. Além disso, cada país deverá revisar suas iNDC de 5 em 5 anos, com a primeira revisão ocorrendo em 2023.

⁷ "Senado brasileiro aprova Acordo de Paris". O Estado de São Paulo, 11/08/2016.

Enquanto grande parte das emissões de GEE mundiais são concentradas no setor energético – majoritariamente em eletricidade/calefação –, o setor que mais emite GEE no Brasil é o de uso da terra/florestal⁸. O setor elétrico no Brasil é responsável por apenas 4% das emissões

totais de GEE nacionais, o que pode ser explicado pelas características da matriz elétrica brasileira, que é majoritariamente formada por fontes renováveis de geração de eletricidade (Figura 2).

Figura 2: Potência Instalada no Brasil por Fonte - 2016



Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) – ANEEL. Acessado em 19/08/2016.

A forte dependência da geração de eletricidade na fonte hídrica, contudo, coloca o país em uma situação instável em relação a sua segurança energética. Em anos de crise hídrica, como recentemente experimentado, a necessidade de despacho das usinas termelétricas, que emitem mais poluentes, se torna cada vez mais crescente. Dessa forma, a não ser que a matriz elétrica seja diversificada com fontes renováveis além da hídrica, é possível que o setor elétrico contribua para uma maior emissão de GEE em um futuro próximo – principalmente quando a economia brasileira se recuperar da recessão atual e voltar a crescer. Daí a importância de investir cada vez mais em fontes renováveis que não a hídrica, as chamadas renováveis complementares⁹ (eólica, biomassa e solar).

As renováveis complementares são mencionadas na iNDC brasileira, cujas metas para o setor elétrico são:

- Obter ao menos 66% de participação da fonte hídrica na geração de eletricidade, em 2030, não considerando a autoproduzida;
- Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

A expansão das renováveis complementares, como uma meta da iNDC, está alinhada às necessidades de segurança energética do setor elétrico brasileiro. Essas metas, contudo, foram estipuladas em um cenário no qual a economia brasileira não se encontrava em recessão -

⁸ Emissões nesse setor são provenientes da queima de terras florestais, terras de cultivo, pastagem e biomassa.

⁹ As pequenas centrais hidrelétricas (PCH) também são classificadas como energia renovável complementar. Investir nas outras renováveis complementares, contudo, é mais pertinente em um cenário no qual se busca uma maior independência em relação à geração de energia por fontes hídricas.

a taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil, que é a soma de todas as riquezas produzidas pelo país, retraiu -3,8% em 2015¹⁰ e está prevista em -3,2% em 2016¹¹. A atividade industrial, por sua vez, teve uma retração de -6,2% em 2015¹². Como consequência, o consumo de eletricidade no país caiu -2,1% em 2015¹³, resultando em sobra da energia elétrica que já foi contratada em leilões de anos anteriores, quando se esperava que a demanda futura por eletricidade fosse maior¹⁴.

A retração da economia, principalmente da atividade industrial, implica em menor emissão de GEE, o que facilitaria o atendimento da meta de emissões brasileiras na iNDC. A recessão, contudo, não durará para sempre: com a economia voltando a crescer, não apenas a atividade industrial será retomada, como também os consumidores atenderão a sua demanda reprimida, voltando a consumir eletrodomésticos e outros bens que demandam energia elétrica¹⁵. Dessa forma, agora é o momento para investir em energia renovável para que, quando a recuperação econômica acontecer, ela ocorra com o emprego de energia limpa. Essa estratégia possibilitará o alcance das metas de emissões e de investimentos em renováveis da iNDC.

Além disso, investir em eficiência energética é a maneira mais limpa e econômica de evitar emissões

de GEE. Como dizem Faruqui & Faruqui: “O quilowatt-hora mais limpo é aquele não consumido. O próximo quilowatt-hora mais limpo é aquele produzido a partir de uma fonte renovável”¹⁶. A meta de eficiência energética para o setor elétrico na iNDC é de 10%, mas investir ainda mais nessa área pode trazer vários benefícios para a sociedade¹⁷. A geração distribuída por fontes renováveis também é outra área que pode contribuir para o alcance das metas da iNDC.

Atingir as metas de redução de emissões de GEE estipuladas na iNDC brasileira é uma tarefa factível. Cabe considerar, contudo, que quando o documento foi criado, o país se encontrava em um momento econômico diferente do atual. É necessário, dessa forma, rever se essas metas ainda se aplicam, principalmente no que se refere a investimentos em novas fontes de energia renovável em um cenário de sobrecontratação de energia. Além disso, pode ser mais vantajoso, especialmente em um momento de recessão, no qual não há grande disponibilidade de recursos para investir em infraestrutura, aumentar a meta de eficiência energética. Investimentos nessa área tendem a ser menos dispendiosos - principalmente considerando que os retornos podem advir da expansão de programas já existentes. Cabe ao planejador, portanto, considerar esses fatores em uma futura revisão das metas para o cumprimento do Acordo de Paris.

¹⁰ Fonte: IBGE, Sistema de Contas Nacionais Trimestrais, Tabelas Completas.

¹¹ Fonte: Relatório Focus, Banco Central do Brasil, 19/08/2016.

¹² Fonte: IBGE, Sistema de Contas Nacionais Trimestrais, Tabelas Completas.

¹³ Fonte: Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica. Ano IX, Número 100, janeiro de 2016. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

¹⁴ O Operador Nacional do Sistema (ONS) declarou recentemente que o consumo atual de eletricidade é 10% inferior ao estimado na época em que os leilões de contratação de energia ocorreram. Fonte: “Brasil deve continuar com sobras de energia contratada até 2019, diz ONS”. Folha de São Paulo, 01/07/2016.

¹⁵ Também é importante considerar que parte da população brasileira ainda se encontra em situação de pobreza (9,97% dos domicílios brasileiros estavam sob a linha de pobreza em 2014. Fonte: IPEA, Pnad 2014). A fim de permitir uma melhoria na qualidade de vida dessa parcela da população, a economia precisa voltar a crescer e essas pessoas precisam consumir mais, inclusive energia.

¹⁶ Faruqui, Ahmad & Faruqui, Nuzhat. “Opinion: Solar powering your home? An accountant and an economist weigh in”. Los Angeles Times, 15 de março de 2016.

¹⁷ Por exemplo, quando a economia voltar a crescer e o brasileiro voltar a consumir eletrodomésticos, o ideal seria esses bens serem mais inteligentes e eficientes do que os disponíveis atualmente. Para uma maior discussão sobre os benefícios de investir em eficiência energética, vide estudo: “Consumo eficiente de energia elétrica: uma agenda para o Brasil”. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) & PSR Soluções e Consultoria em Energia. 2016.

* 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: Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Larissa de Oliveira Resende, Mariana Weiss de Abreu, Renata Hamilton de Ruiz, Tatiana de Fátima Bruce da Silva e Vinícius Neves Motta



PETRÓLEO

Julia Febraro

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de junho de 2016 apresentou queda de 0,45% da produção em relação ao mês anterior, e crescimento de 6,78% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em junho foi de 2.558 mil barris, 0,5% inferior à produção de maio, que foi de 2.570 mil bbl/dia, e 7% superior à de junho de 2015 (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em junho foi de aproximadamente 26,0,

sendo 27% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 53,3% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 19,7% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em junho foram Lula (15,5 Mmmbbl), Roncador (8,91 Mmmbbl), Sapinhoá (6,6 Mmmbbl), Jubarte (6,06 Mmmbbl) e Marlim (5,64 Mmmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Argonauta da Shell (18º maior produtor), Peregrino da Statoil (8º) e Frade da Chevron (17º) produziram respectivamente 0,69 Mmmbbl, 2,31 Mmmbbl e 0,69 Mmmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 59 poços, foi de 999,9 Mmmbbl/d de petróleo e 38,1 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.239,8 Mboe/d. Houve um aumento de 8,2% em relação ao mês anterior.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

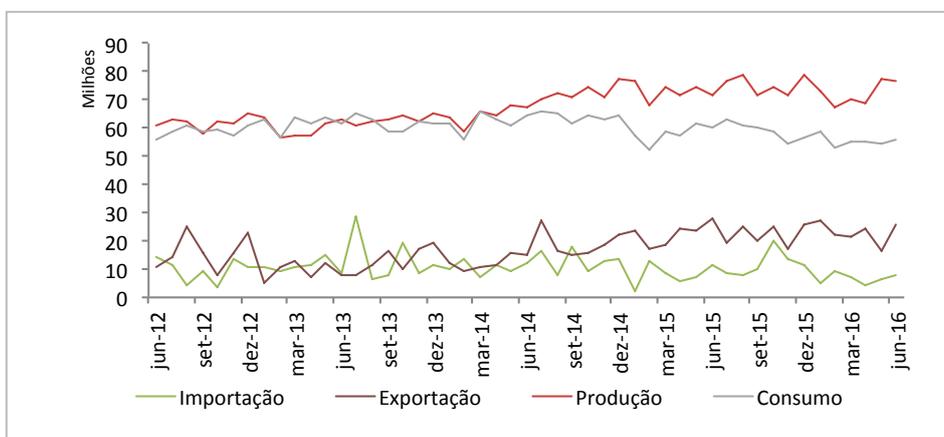
Agregado	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendência 12 meses	mai-16	jun-15
Produção	76.753.869	-0,45%	6,78%		77.100.536	71.879.279
Consumo Interno	55.609.779	2,01%	-8,05%		54.516.338	60.477.562
Importação	7.756.509	24,92%	-33,47%		6.209.233	11.658.436
Exportação	25.972.535	57,97%	-6,46%		16.441.917	27.767.011

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, cresceu 2,01% em junho, na comparação com o mês anterior, e também foi inferior em 8,05% na comparação anual. Na comparação mensal, as importações apresentaram aumento (24,92%), assim como as exportações, que cresceram 57,97%. Na comparação anual, tanto as importações como as exportações apresentaram quedas de 33,47% e 6,46%, respectivamente. (Gráfico 2.1).

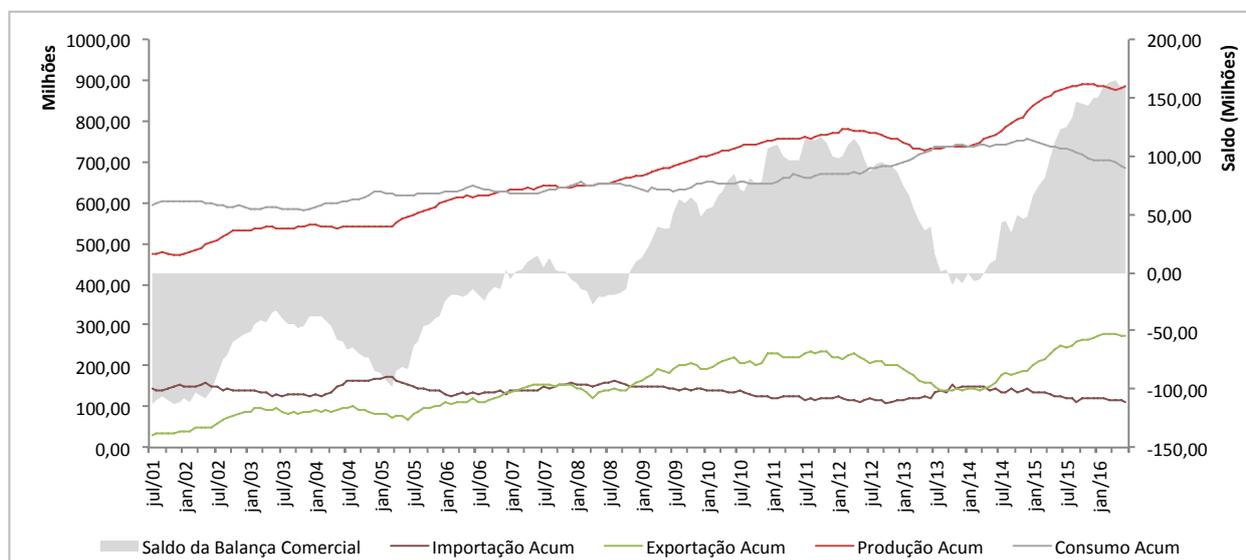
No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e segue crescendo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, no acumulado 12 meses aumentou para 160,8 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações 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 junho no país foi puxada, principalmente, pelo resultado do estado do Espírito Santo, responsável por mais de 300% da queda na produção no mês. Além do Espírito Santo, o estado de São Paulo contribuiu com aproximadamente 60% da queda mensal da produção nacional. (Tabela 2.2).

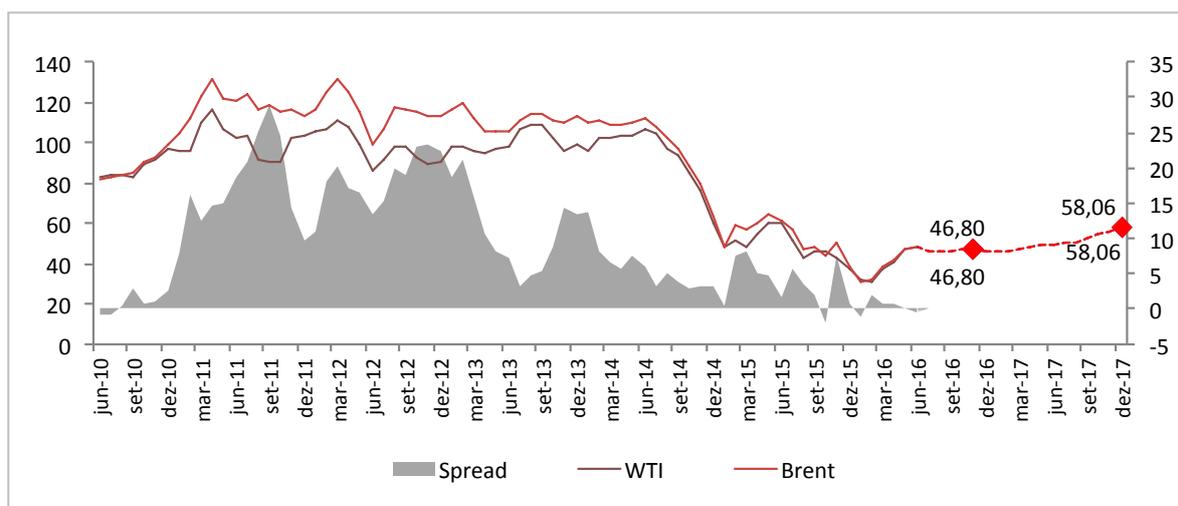
Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent aumentou US\$ 1/b em relação à média de maio, alcançando US\$ 48/b, que é a maior média para o petróleo tipo Brent desde novembro de 2015. Este foi o quinto aumento consecutivo, e a maior disparada desde maio a setembro de 2013.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendência 12 meses	mai-16	jun-15
AL	Onshore	132.247	-11,69%	7,46%		149.757	123.069
	Offshore	5.056	20,01%	-41,14%		4.213	8.590
AM	Onshore	740.099	-3,68%	-6,27%		768.412	789.582
	Offshore	22.123	-20,59%	17,71%		27.857	18.794
BA	Onshore	1.059.448	-3,54%	-10,94%		1.098.309	1.189.631
	Offshore	22.123	-20,59%	17,71%		27.857	18.794
CE	Onshore	51.171	-3,03%	17,52%		52.767	43.544
	Offshore	165.599	0,94%	-0,72%		164.056	166.807
ES	Onshore	387.390	-4,40%	-0,17%		405.206	388.059
	Offshore	11.097.778	-9,22%	1,23%		12.225.538	10.962.692
MA	Onshore	1.134	23,44%	226,04%		919	348
RJ	Offshore	52.235.951	2,37%	10,10%		51.026.327	47.444.911
RN	Onshore	1.519.327	-4,92%	1,18%		1.598.001	1.501.597
	Offshore	172.889	-11,09%	-24,97%		194.453	230.440
SP	Onshore	8.245.156	-2,40%	3,03%		8.447.897	8.003.036
	Offshore	687.423	-2,16%	-8,88%		702.590	754.389
SE	Onshore	231.076	-1,35%	-8,95%		234.235	253.790
	Offshore	76.753.869	-0,45%	6,78%		77.100.536	71.879.279

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 maio de 2016, em junho houve aumento na produção do diesel, de QAV e de óleo combustível, que não foi acompanhado pela produção de gasolina e GLP. (Tabela 2.3). Porém, na comparação anual o QAV foi o único derivado que apresentou variação positiva (7,01%). Ainda sobre a comparação anual, o derivado óleo combustível foi o que apresentou maior queda, de 27,06% na sua produção.

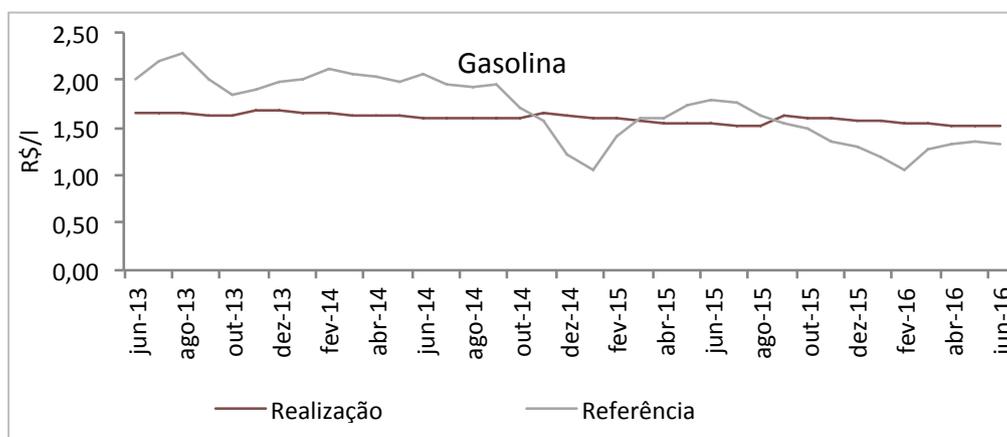
Em junho de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional. A maior diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna é do óleo combustível. Gasolina e Óleo Diesel também continuam a apresentar certa diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	Tendência 12 meses	mai-16	jun-15
Gasolina	Produção	13.108.873	-5,79%	-3,65%		13.914.069	13.606.049
	Consumo	21.202.301	34,68%	38,06%		15.742.491	15.357.115
	Importação	2.371.700	63,19%	87,44%		1.453.308	1.265.316
	Exportação	333.609	-28,77%	-10,88%		468.351	374.348
Diesel	Produção	24.685.814	0,73%	-7,75%		24.506.386	26.760.702
	Consumo	29.033.441	10,31%	2,06%		26.320.021	28.448.094
	Importação	3.865.987	-7,62%	-3,28%		4.184.942	3.997.136
	Exportação	925.789	40,81%	-		657.489	109.903
GLP	Produção	3.640.986	-8,09%	-6,53%		3.961.481	3.895.422
	Consumo	7.485.220	4,05%	2,40%		7.193.689	7.310.087
	Importação	2.813.172	3,74%	163,33%		2.711.769	1.068.319
QAV	Produção	3.216.552	32,09%	7,01%		2.435.105	3.005.755
	Consumo	3.391.407	-1,80%	-8,78%		3.453.462	3.717.715
	Importação	157.167	-91,84%	-83,58%		1.925.174	957.398
	Exportação	2.931	-96,43%	-		82.004	0
Óleo Combustível	Produção	5.741.963	9,29%	-27,06%		5.253.770	7.871.887
	Consumo	1.608.322	2,51%	-37,69%		1.568.872	2.581.132
	Importação	12.320	109,75%	-94,60%		5.874	228.325
	Exportação	1.776.361	-8,90%	-52,74%		1.949.941	3.758.546

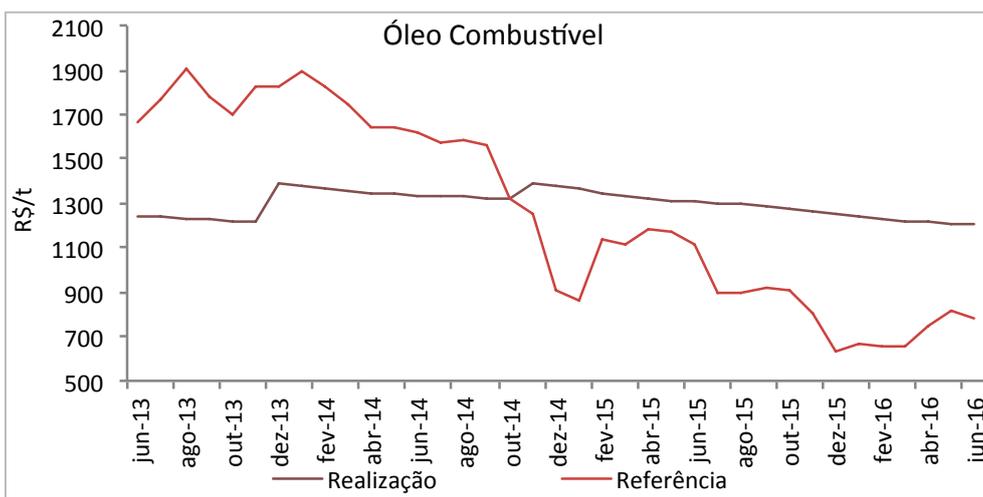
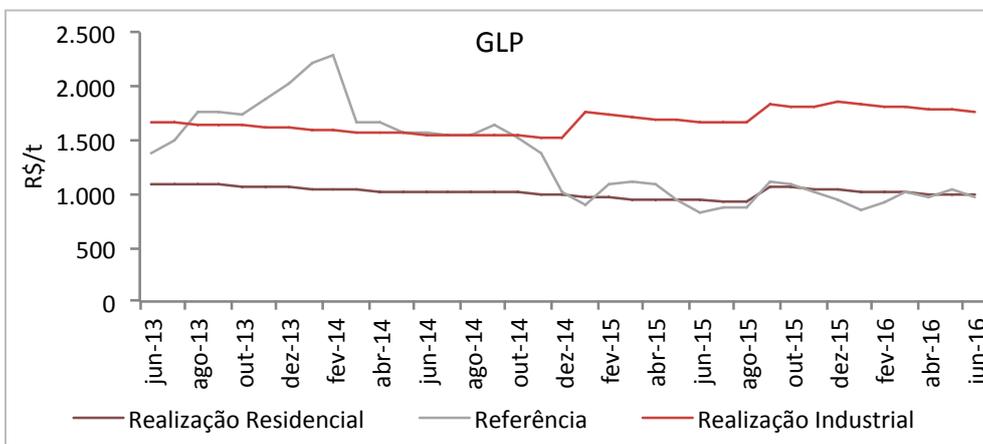
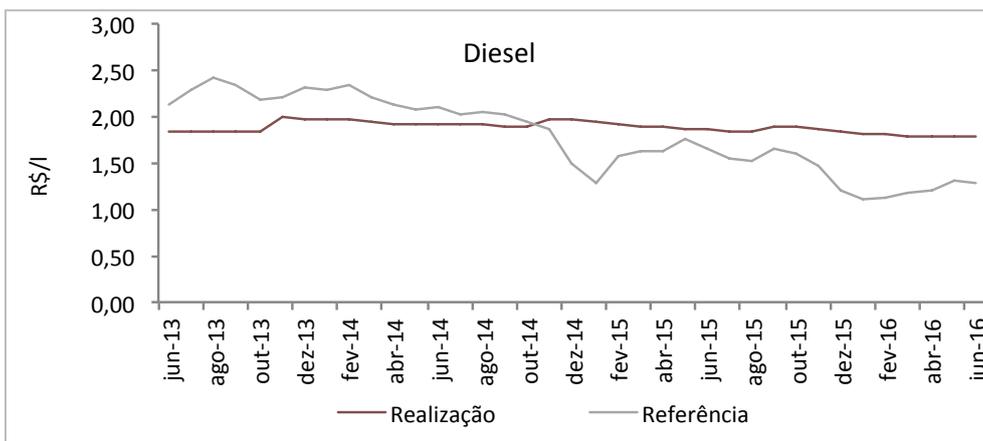
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis¹⁸ x referência internacional (R\$/l).

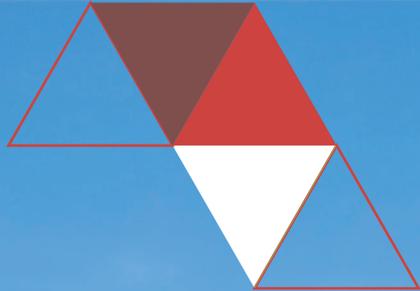


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

¹⁸ Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação



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



GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção nacional de gás natural do mês de junho não só atingiu o ponto mais alto dos últimos doze meses, mas também atingiu recorde histórico, registrando o montante de 103,52 MMm³/dia, alta de 8,38% em relação a junho de 2015. Por outro lado, a oferta nacional se manteve relativamente estável, apontando uma ligeira queda de 0,78% em relação

ao mês anterior com o valor de 50,68 MMm³/dia. Já o consumo teve aumento de 7,77% em relação ao mês anterior, atingindo a montante de 78,26 MMm³/dia, mas 21,78% menor que o do mesmo período no ano anterior. Impactada pelo aumento do consumo não acompanhado por um aumento equivalente na oferta nacional, o saldo de importação de gás natural no mês de junho teve um aumento de 12,26% em relação ao mês anterior, atingindo o valor de 30,04 MMm³/dia. Os resultados podem ser observados na Tabela 3.1.

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

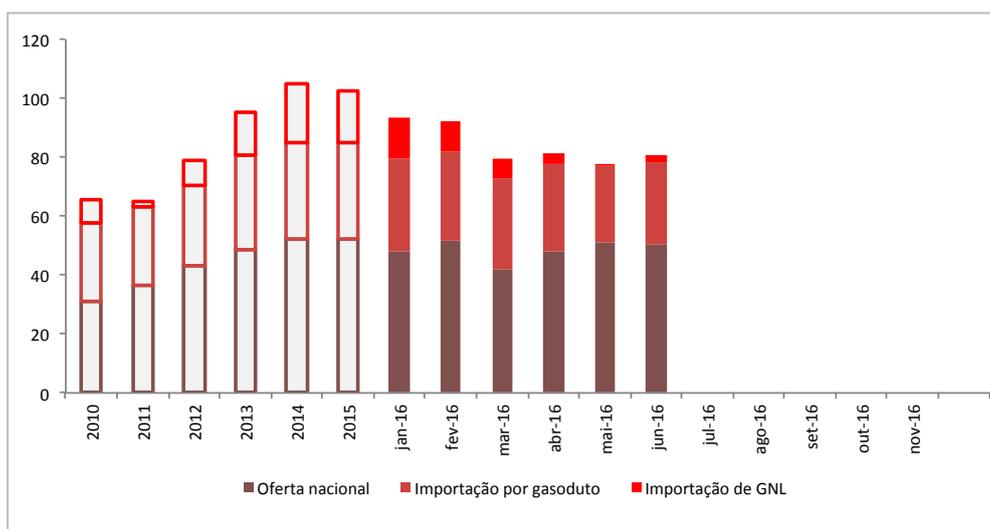
	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	12 meses	mai-16	jun-15
Produção Nacional	103,52	3,72%	8,38%		99,81	95,52
Oferta de gás nacional	50,68	-0,78%	-5,68%		51,08	53,73
Importação	30,04	12,26%	-41,04%		26,76	50,95
Consumo	78,26	7,77%	-21,78%		72,62	100,05

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Como pode ser observado no Gráfico 3.1, a oferta nacional permaneceu estável, situando pouco abaixo da média dos dois últimos anos. Já a importação de

gás registrou crescimento, sobretudo a importação de GNL, impactando em um crescimento da oferta de gás natural no Brasil em relação ao mês anterior.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

O aumento de 3,72% na produção nacional bruta em relação ao mês anterior não foi acompanhado por um aumento na oferta de gás nacional devido ao crescimento de 8,43% na produção indisponível. Tal crescimento na produção indisponível, que atingiu um montante de 52,84 MMm³/dia, ocorreu em virtude

do aumento de 13,90% nas reinjeções e de 3,05% no consumo interno de E&P. Como pode-se observar na Tabela 3.2, a oferta de gás natural no mês de junho representou 49% da produção total bruta total do país, percentual 12,97% menor que o mês de junho do ano anterior.

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

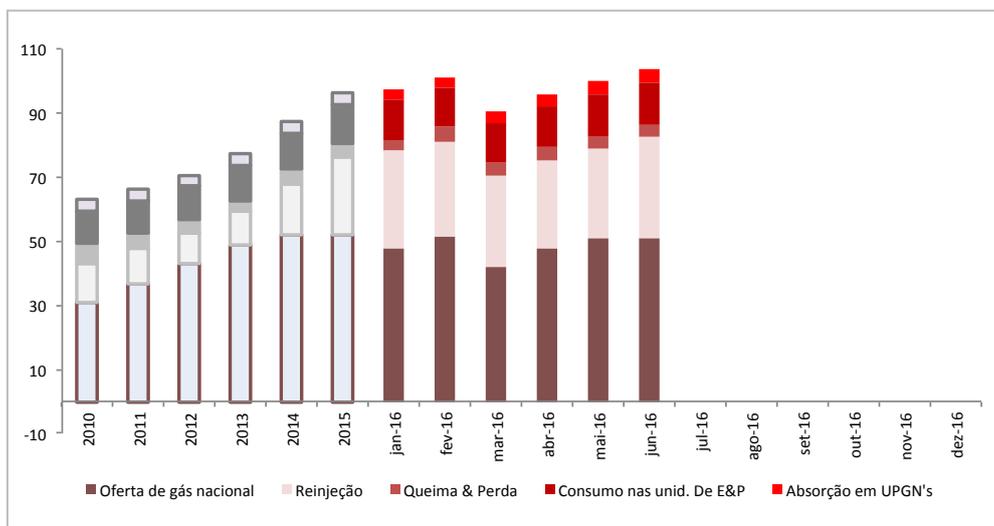
	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	12 meses	mai-16	jun-15
Prod. Nacional Bruta	103,52	3,72%	8,38%		99,81	95,52
Reinjeção	31,87	13,90%	38,63%		27,98	22,99
Queima	3,53	-3,81%	-2,49%		3,67	3,62
Consumo interno em E&P	13,17	3,05%	13,53%		12,78	11,60
Absorção em UPGN's	4,27	-0,70%	19,27%		4,30	3,58
Subtotal	52,84	8,43%	26,44%		48,73	41,79
Oferta de gás nacional	50,68	-0,78%	-5,68%		51,08	53,73
Ofert nacional/Prod. Bruta	49%	-4,34%	-12,97%		51%	56%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

É possível observar no Gráfico 3.2 que, embora a produção nacional de gás tenha atingido recorde histórico, a reinjeção e o consumo nas unidades de E&P no mês de junho atingiram um valor superior

não só a média dos últimos doze meses, mas também superior à média dos últimos seis anos, o que resultou em uma pequena queda da oferta de gás nacional.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

A importação total de gás natural no mês de junho registrou alta de 12,26% com relação ao mês de maio, mas queda de 41,04% em relação ao mesmo mês do

ano anterior, atingindo um total de 30,04 MMm³/dia. Foi registrada alta de 1,43 MMm³/dia nas importações por gasoduto e de 1,85 MMm³/dia nas importações de GNL.

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

	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	12 meses	mai-16	jun-15
Gasoduto	27,53	5,48%	-13,32%		26,10	31,76
GNL	2,51	280,30%	-86,92%		0,66	19,19
Total	30,04	12,26%	-41,04%		26,76	50,95

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

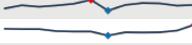
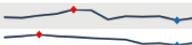
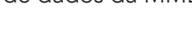
B) CONSUMO

Após queda no consumo registrada no mês de maio, o consumo de gás natural no mês de junho registrou aumento em todas as classes, totalizando um montante de 78,26 MMm³/dia, o que representa alta de 7,77% em relação ao mês anterior. Vale destacar que o consumo

nas classes industrial, residencial e comercial atingiram no mês de junho o valor mais alto dos últimos doze meses, montantes de 44,16 MMm³/dia, 1,39 MMm³/dia e 0,86 MMm³/dia, respectivamente.

Mais detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

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

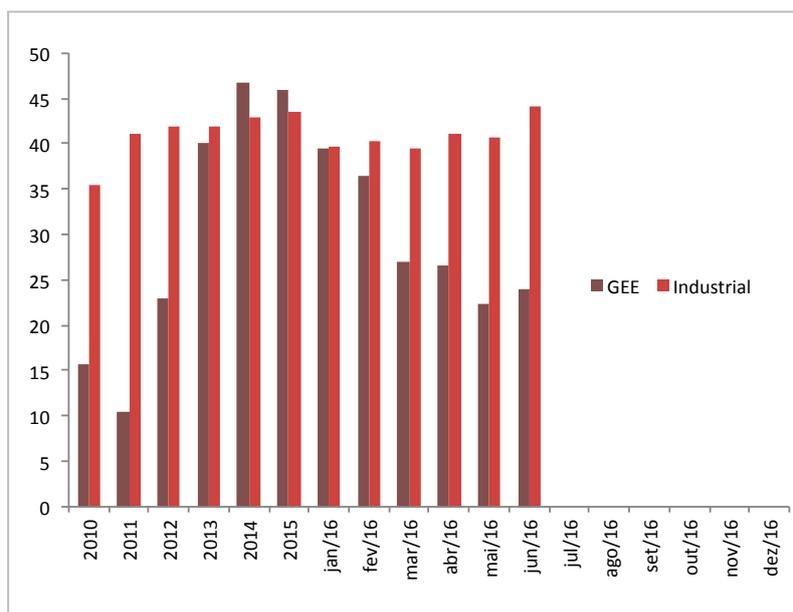
	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	12 meses	mai-16	jun-15
Industrial	44,16	8,61%	-0,14%		40,66	44,22
Automotivo	4,85	0,62%	1,89%		4,82	4,76
Residencial	1,39	34,95%	19,83%		1,03	1,16
Comercial	0,86	2,38%	0,00%		0,84	0,86
GEE	23,92	6,93%	-48,64%		22,37	46,57
Cogeração	2,37	6,76%	-2,47%		2,22	2,43
Total	78,26	7,77%	-21,78%		72,62	100,05

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Analisando o Gráfico 3.3, pode-se dizer que o consumo industrial atingiu não só o valor mais alto dos últimos 12 meses, mas também um valor superior à média dos últimos seis anos. Já o consumo no seguimento GEE no mês de junho, embora tenha registrado aumento de 6,93% em relação ao mês anterior, é o segundo valor mais baixo dos últimos doze meses e também da média dos últimos três

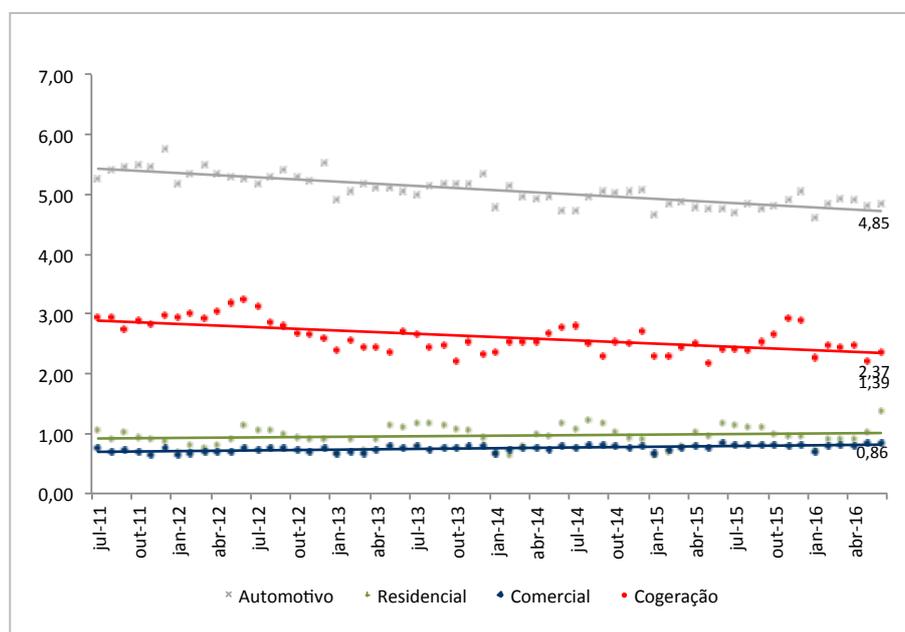
anos. Em relação as tendências dos consumidores com menor participação, que podem ser observadas no Gráfico 3.4, o consumo no seguimento residencial apresentou uma alta mais expressiva de 34,95%, o setor de cogeração apresentou pequena alta de 6,76% e os setores comercial e automotivo se mantiveram estáveis, com singela alta de 2,38% e 0,62%, respectivamente.

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

Enquanto no mês de maio os preços das distribuidoras para o setor industrial tenham registrado forte queda para todas as faixas de consumo, no mês de junho houve considerável aumento, sendo de 30,74% para faixas de consumo de até 2.000 m³/dia, de 32,00% para até 20.000 m³/dia e de 32,61% para faixas de até

50.000 m³/dia. Sendo o gás distribuído ao consumidor industrial a um preço entre 11,62 US\$/MMBTU e 13,47 US\$/MMBTU. O preço do gás no citygate para as distribuidoras teve leve queda em relação ao mês anterior, sendo comercializado a 5,75 US\$/MMBTU. Tais relações podem ser vistas na Tabela 3.5.

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

	jun-16	jun-16/mai-16	jun-16/jun-15	12 meses	mai-16	jun-15	
Henry Hub	2,57	33,12%	-8,09%		1,93	2,79	
Europa	4,13	2,13%	-43,51%		4,04	7,31	
Japão	6,00	2,69%	-29,81%		5,84	8,55	
PPT *	3,98	1,70%	-10,38%		3,91	4,44	
Preços na distribuidora (ref: Sudeste)	No City Gate	5,75	-3,25%	-25,52%		5,94	7,72
	2.000 m³/dia **	13,47	30,74%	-5,32%		10,30	14,23
	20.000 m³/dia **	11,97	32,00%	-5,05%		9,07	12,61
	50.000 m³/dia **	11,62	32,61%	-5,17%		8,76	12,25

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

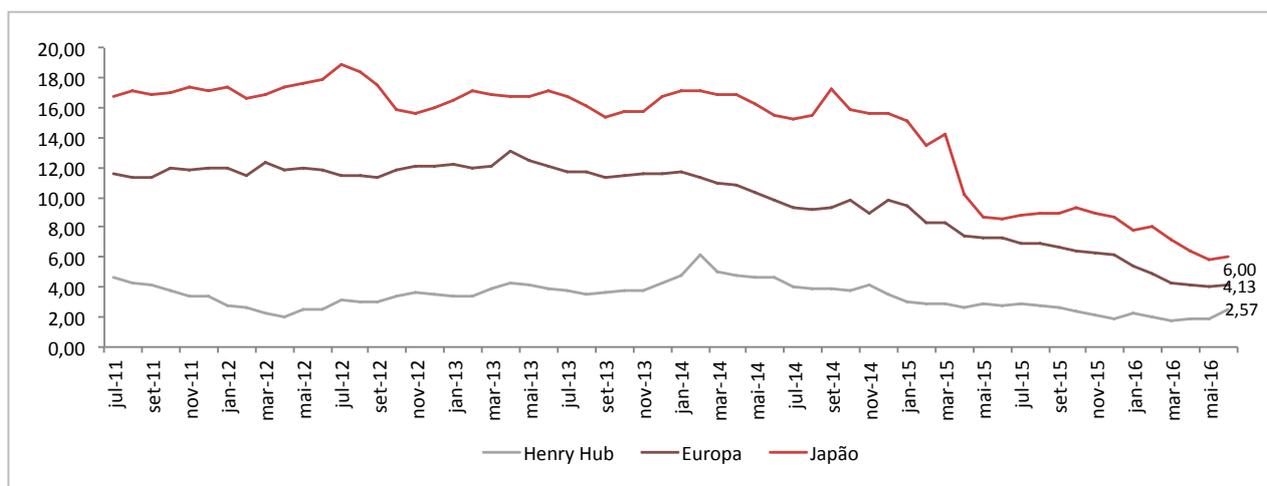
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

No cenário internacional houve aumento em todos os mercados. O Henry Hub apresentou forte alta de 33,12%, atingindo o preço de 2,57 US\$/MMBTU. O preço do mercado europeu apresentou alta de 2,13% em relação ao mês de maio, entregando o gás a um

preço de 4,13 US\$/MMBTU. E finalmente, o mercado do Japão registrou um aumento de 2,69% no preço do gás, atingindo um valor de 6,00 US\$/MMBTU. A curva dos preços internacionais pode ser vista no Gráfico 3.5.

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 | Mariana Weiss

A) MUNDO FÍSICO

a) Disponibilidade

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

	jul-16		jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16		jul-15	
SE	22.567,00	91,84%	-39,48%	-20,43%		37.290,00	120,79%	28.362,00	133,92%
S	10.596,00	96,49%	8,20%	-62,47%		9.793,00	95,31%	28.235,00	258,63%
NE	1.296,00	32,77%	-11,90%	-34,38%		1.471,00	30,69%	1.975,00	49,70%
N	1.826,00	54,40%	-25,35%	-34,83%		2.446,00	41,89%	2.802,00	84,01%
Total	36.285,00	-	-28,85%	-40,88%		51.000,00	-	61.374,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pelo indicador Energia Natural Afluente – ENA total recuou expressivamente, 28,85%, no mês de julho deste ano em comparação com o mês anterior (Tabela 4.1). Tal fato decorre do possível fim do fenômeno climático El Niño de 2015/16, responsável pela abundância de chuvas nas regiões Sul e no Sudeste, e uma seca mais severa no Nordeste e Norte do Brasil, e que vinha atuando de maneira significativa no primeiro semestre deste ano. As secas nas regiões N e NE ainda perduram e a ENA dessas regiões sofreu queda

de 11,90% e 25,35%, respectivamente. A seca na região NE ainda é mais grave, por se tratar do segundo local com maior potencial de armazenamento de todo SIN. A região SE também sofreu queda, 39,48%, porém sua ENA ainda ficou 91,84% da Média de Longo Termo – MLT. Somente a região S aumentou na ENA, 8,20%. Apesar de um desempenho bem superior na ENA no primeiro semestre deste ano em relação ao ano passado, o mês de julho especificamente foi bem inferior, com queda de 40,88% na ENA total. Todas as regiões recuaram, SE 20,43%, S 62,47%, 34,38% e 34,83%.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
SE/CO	33.241,33	-0,27%	0,68%		33.329,67	33.016,50
S	10.073,80	-4,69%	2,74%		10.569,52	9.805,12
NE	9.569,42	-2,69%	4,74%		9.833,86	9.136,29
N	5.206,40	0,68%	3,71%		5.171,06	5.020,20
Total	58.090,95	-1,38%	1,95%		58.904,11	56.978,11

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mensal, como demonstra a Tabela 4.2, a carga de energia recuou 1,38%. Somente no subsistema N a carga de energia elevou, 0,68%. Os demais sofreram queda: SE/CO 0,27%, S 4,69% e NE 2,69%. Na comparação anual, todos os subsistemas cresceram: SE/CO 0,68%, S 2,74%, NE 4,74% e N 3,71%. Ao final, a carga de energia total aumentou 1,95%, ainda na comparação anual. De acordo com o Boletim de Carga do Operador Nacional do

Sistema Elétrico – ONS, o desempenho da carga do SIN tem sido fortemente impactado pela conjuntura adversa com uma conjunção de baixo crescimento econômico, incertezas ainda presentes no ambiente político e tarifa de energia elétrica elevada. No entanto, o crescimento da carga de energia total na comparação anual pode refletir uma retomada no crescimento econômico de forma ainda gradativa.

c) Oferta

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

		jul-16	jul-16/jun-16	jul-16/jul-15	Tendências 12 meses	jun-16	jul-15
SE/CO	Hidráulica	18.056,16	-3,27%	34,16%		18.665,89	13.459,01
	Nuclear	1.537,29	-11,39%	-15,77%		1.734,88	1.825,01
	Térmica	3.351,24	-10,79%	-49,33%		3.756,58	6.613,26
	Total	22.944,69	-5,02%	4,78%		24.157,35	21.897,28
S	Hidráulica	10.167,20	6,45%	-7,10%		9.551,06	10.943,83
	Térmica	1.045,43	-3,89%	-7,45%		1.087,73	1.129,56
	Eólica	564,35	21,64%	50,97%		463,94	373,81
	Total	11.776,98	6,07%	-5,38%		11.102,73	12.447,20
NE	Hidráulica	2.423,51	0,20%	-11,85%		2.418,73	2.749,27
	Térmica	1.923,95	-15,09%	-32,87%		2.265,91	2.866,11
	Eólica	3.618,06	17,61%	85,58%		3.076,44	1.949,61
	Total	7.965,52	2,63%	5,29%		7.761,08	7.564,99
N	Hidráulica	2.903,76	-15,20%	-19,85%		3.424,15	3.623,11
	Térmica	2.150,75	14,97%	9,87%		1.870,68	1.957,55
	Total	5.054,51	-4,54%	-9,43%		5.294,83	5.580,66
Itaipu	Hidráulica	10.694,27	-0,81%	11,28%		10.781,16	9.610,01
	Térmica	44.244,90	-1,33%	9,56%		44.840,99	40.385,23
	Eólica	10.008,66	-6,60%	-30,45%		10.715,78	14.391,49
Total	Hidráulica	4.182,41	18,13%	80,01%		3.540,38	2.323,42
	Térmica	58.435,97	-1,12%	2,34%		59.097,15	57.100,14
	Total						

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A geração de energia total recuou 1,12% (Tabela 4.3), na comparação mensal, acompanhando a mesma tendência da carga de energia (Tabela 4.2). Com a queda de ENA em todo o SIN, e como nos encontramos no período seco do SIN, a geração hidráulica recuou 1,33%. Na complementação da carga para atender ao SIN, a geração térmica atuou com cerca de 10 GWmed em termos absolutos, porém

recuou 6,60%. O acionamento das térmicas só não foi maior, pois estamos entrando em um período com maior incidência de ventos no SIN e boa parte da demanda foi suprida pela geração eólica, que aumentou 18,13% ainda na comparação mensal. Já na comparação ano a ano, a geração de energia total aumentou 2,34%. O aumento de 9,56% do despacho hidráulico e o recuo de 30,45% do

despacho térmico sinalizam um ano mais abundante de precipitação e a recuperação dos reservatórios do SIN a partir da manobra operativa eficaz do Operador Nacional

do Sistema Elétrico – ONS. O crescimento de 80,01% da geração eólica explana a entrada em operação de novos parques no SIN.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Os dados de intercâmbio entre regiões ainda não foram disponibilizados pela fonte ONS

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

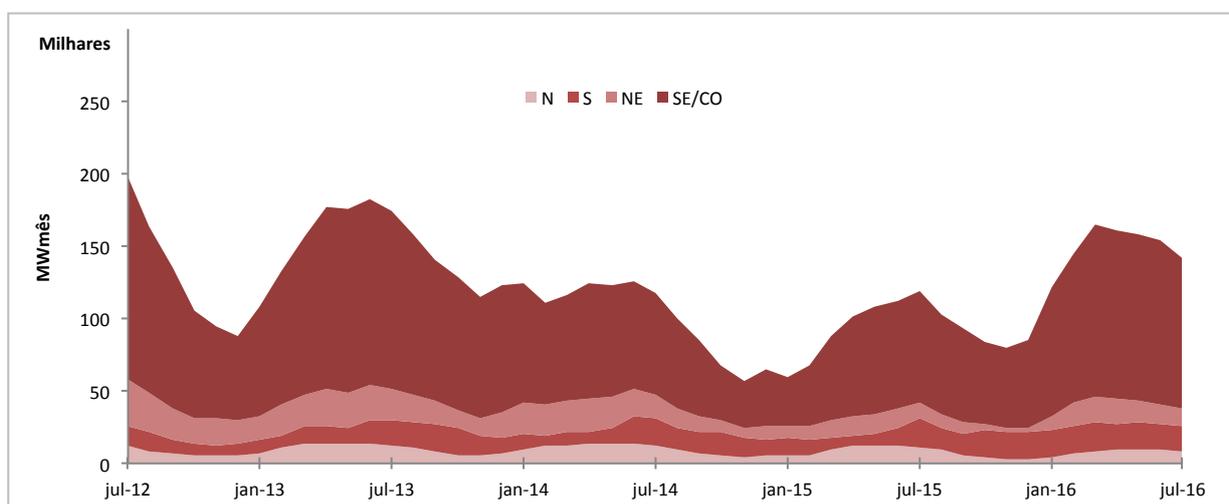
	jul-16		jul-16/jun-16		jul-16/jul-15		Tendências 12 meses		jun-16		jul-15	
SE/CO	104.458,00	51,49%	-8,12%	36,03%			113.685,00	56,04%	76.791,00	37,42%		
S	17.581,00	88,09%	0,01%	-9,04%			17.579,00	88,08%	19.329,00	96,76%		
NE	12.061,00	23,28%	-13,68%	3,42%			13.973,00	26,97%	11.662,00	22,49%		
N	8.182,00	54,40%	-9,32%	-26,92%			9.023,00	59,99%	11.196,00	75,59%		
Total	142.282,00	49,12%	-7,76%	19,59%			154.260,00	53,25%	118.978,00	40,77%		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O recuo da geração hidráulica em todo SIN (Tabela 4.3) não foi o suficiente para fazer frente ao recuo expressivo de ENA (Tabela 4.1) em todo SIN e, com isso, houve um deplecionamento dos reservatórios do SIN que recuaram em 7,76% na Energia Armazenada – EAR total (Tabela 4.5). Excetuando o subsistema S, que aumentou 0,01%, todos os subsistemas sofreram queda na EAR: SE/CO 8,12%, NE 13,68% e N 9,32%. Em julho deste ano em relação ao mesmo mês do ano passado, a EAR do SIN

elevou 19,59%, muito pela manobra operativa adotada pelo ONS em 2014/15. O subsistema que mais cresceu foi SE/CO, 36,03%, o mais importante subsistema, pois é aquele que apresenta maior carga de energia e também o maior potencial de armazenamento. NE também aumentou, 26,92%, porém não foi o suficiente para diminuir a pressão sobre o subsistema, devido ao nível de 23,28% de seus reservatórios. Os demais subsistemas S e N recuaram 9,04% e 26,92%, respectivamente.

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

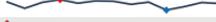


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

B) MUNDO CONTRATUAL

a) Oferta

Tabela 4.6: Geração Total por Fonte (MWmed)*

	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
Hidráulica > 30MW	42.373,86	-8,22%	11,54%		46.168,75	37.989,53
Térmica a Gás	3.481,48	-16,31%	-52,36%		4.160,08	7.307,22
Térmica a Óleo	502,58	-42,47%	-73,11%		873,65	1.869,07
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	287,13	-22,48%	-40,05%		370,41	478,92
Térmica a Carvão Mineral	1.565,72	-8,34%	1,24%		1.708,27	1.546,47
Térmica Nuclear	1.843,80	1,03%	33,34%		1.825,00	1.382,74
Total Térmica Convencional	7.680,71	-14,06%	-38,97%		8.937,41	12.584,42
Total Convencional	50.054,57	-9,17%	-1,03%		55.106,16	50.573,95
Eólica	3.094,78	-0,81%	52,45%		3.119,92	2.029,97
Hidráulica CGH	91,43	-0,12%	20,36%		91,54	75,97
Hidráulica PCH	2.318,50	-6,70%	-6,07%		2.484,95	2.468,22
Térmica a Biomassa	3.321,69	14,86%	6,87%		2.892,01	3.108,13
Total Alternativa	8.826,40	2,77%	14,89%		8.588,42	7.682,28
Térmica - Outros	425,79	10,46%	-5,41%		385,48	450,16
Total	59.306,76	-7,45%	1,02%		64.080,06	58.706,39

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 maio de 2016 foi de 59.306,76 MWmed. Isso representou um aumento anual de 1,02% e uma redução mensal de 7,45%.

A geração térmica convencional teve decréscimo mensal de 14,06%. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, porém, a redução foi de 38,97%. Essa queda brusca foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-52,36%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-73,11%). Estas duas fontes térmicas apresentaram redução na comparação mensal: as térmicas a gás de 16,31% e as térmicas a óleo de 42,47%. A geração por térmicas nucleares se manteve relativamente estável nas comparações com o mês anterior (+1,03%), porém apresentou crescimento com relação ao mesmo mês do ano passado (+33,34%).

A geração hidráulica teve um aumento de 11,54% em maio com relação ao mesmo mês de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve uma queda de 8,22% na geração hidráulica, bem como na geração por PCHs (-6,70%) e CGHs (-0,12%), evidenciando o início do período seco em maio. Na comparação anual, as PCHs geraram 6,07% a menos e as CGHs geraram 20,36% a mais.

A geração por fontes alternativas teve aumento na comparação mensal de 14,86% e na comparação anual de 14,89%. A geração por térmicas a biomassa teve aumento na comparação anual de 6,87% e na comparação mensal de 14,86%, o que estamos em meio ao período da colheita da cana de açúcar. Essa tendência deve se manter até outubro. A fonte eólica também teve redução mensal de 0,81% e crescimento anual de 52,45%.

b) Demanda

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

		mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
Sistemas Isolados	Residencial	151,07	-35,10%	-27,53%		232,77	208,45
	Industrial	15,85	-25,33%	-21,03%		21,23	20,07
	Comercial	56,08	-35,35%	-29,91%		86,74	80,02
	Outros	87,78	-19,78%	-19,62%		109,43	109,20
	Total	310,78	-30,96%	-25,60%		450,16	417,74
N	Residencial	1.022,96	5,70%	17,76%		967,78	868,70
	Industrial	1.753,80	-1,43%	2,35%		1.779,26	1.713,49
	Comercial	534,78	5,80%	9,96%		505,45	486,36
	Outros	463,65	4,25%	7,16%		444,73	432,67
	Total	3.775,19	2,11%	7,83%		3.697,22	3.501,22
NE	Residencial	2.677,52	-6,44%	0,40%		2.861,83	2.666,77
	Industrial	2.513,36	4,22%	-5,82%		2.411,58	2.668,55
	Comercial	1.463,51	-5,55%	-0,63%		1.549,44	1.472,79
	Outros	1.608,88	-1,26%	6,88%		1.629,37	1.505,32
	Total	8.263,27	-2,24%	-0,60%		8.452,21	8.313,43
SE/CO	Residencial	8.521,48	-12,72%	1,65%		9.763,41	8.382,79
	Industrial	10.774,07	-5,50%	-4,70%		11.401,35	11.305,15
	Comercial	6.241,99	-12,44%	1,52%		7.128,66	6.148,68
	Outros	4.573,98	-3,67%	8,52%		4.748,34	4.214,97
	Total	30.111,52	-8,87%	0,20%		33.041,76	30.051,60
S	Residencial	2.293,85	-9,13%	7,42%		2.524,24	2.135,45
	Industrial	3.476,07	-5,47%	-1,82%		3.677,21	3.540,52
	Comercial	1.633,65	-14,99%	0,94%		1.921,65	1.618,40
	Outros	1.708,38	-9,95%	-2,97%		1.897,10	1.760,68
	Total	9.111,96	-9,06%	0,63%		10.020,20	9.055,05
Total	Residencial	14.666,88	-10,29%	2,84%		16.350,02	14.262,16
	Industrial	18.533,15	-3,93%	-3,71%		19.290,63	19.247,77
	Comercial	9.930,02	-11,28%	1,26%		11.191,94	9.806,25
	Outros	8.442,67	-4,38%	5,23%		8.828,97	8.022,85
	Total	51.572,71	-7,35%	0,46%		55.661,55	51.339,03

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 maio de 2016 foi de 51.572,71 MWmed. Apesar de o consumo de energia ter se mantido relativamente estável na comparação anual, na comparação mensal houve uma queda de 7,35%. Essa tendência de queda mensal se repetiu nos subsistemas SE/CO (8,87%), S (9,06%) e NE (2,24%). N teve aumento mensal de 2,11% e anual de 7,83%. Já os sistemas isolados apresentaram redução na comparação mensal de 30,96% e na comparação anual de 25,60%.

O consumo residencial no país, que representou 28,43% do consumo total, apresentou uma redução mensal de 10,29% e um aumento anual de 2,84%. Esse resultado se deve especialmente à queda do consumo residencial no subsistema SE/CO, que foi de 12,72% no mês.

O consumo de energia do setor comercial também diminuiu na comparação mensal (11,28%) e aumentou na comparação anual (1,26%). Este setor apresentou redução do consumo em relação ao mês de abril nos subsistemas SE/CO, S e NE.

A indústria teve decréscimo de consumo de 3,93% na comparação mensal e de 3,71% na comparação anual, tendência que se repetiu nos subsistemas SE/CO, S e Sistemas Isolados. Já, o consumo de energia da indústria do NE apresentou uma recuperação de 4,22% com relação ao mês anterior apesar de ter apresentado uma redução em relação ao mesmo mês do ano anterior (-5,82%). Segundo a Sondagem Industrial do IBRE/FGV¹⁹, o Índice de Confiança da Indústria (ICI) passou de 77,5

¹⁹ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Maio/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

para 79,2 pontos de abril para maio registrando o maior resultado desde março de 2015. Contudo, o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) com relação ao mês anterior reduziu de 74,3% para 73,8%.

O consumo industrial no mercado livre se manteve relativamente estável no mês (- 0,42%), porém apresentou

um crescimento de 7,41% no ano. Na comparação mensal, somente os setores Químico, Minerais Não Metálicos, Manufaturados Diversos, Veículos e Saneamento apresentaram crescimento do consumo de energia. Na Comparação anual, houve aumento do consumo de energia de todos os setores, com exceção de Extração de Minerais Metálicos.

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

	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.261,30	-0,47%	10,91%		3.276,85	2.940,49
Químicos	1.698,35	1,83%	3,87%		1.667,81	1.635,00
Minerais Não Metálicos	1.012,38	8,26%	14,53%		935,13	883,96
Madeira, Papel e Celulose	958,14	-7,22%	4,49%		1.032,66	916,98
Manufaturados Diversos	915,40	1,66%	11,77%		900,42	819,02
Alimentícios	913,01	-0,46%	14,06%		917,24	800,44
Veículos	705,42	39,68%	38,09%		505,04	510,83
Serviços	507,55	-7,60%	0,15%		549,30	506,80
Extração de Minerais Metálicos	514,95	-26,69%	-31,97%		702,43	756,92
Têxteis	426,41	-1,78%	1,38%		434,12	420,62
Comércio	284,16	-6,14%	25,22%		302,75	226,94
Transporte	192,92	-4,21%	0,06%		201,39	192,80
Bebidas	135,05	-8,10%	15,76%		146,95	116,66
Saneamento	119,37	1,31%	8,64%		117,82	109,87
Telecomunicações	97,47	-3,66%	2,68%		101,18	94,92
Total Geral	11.741,87	-0,42%	7,41%		11.791,09	10.932,25

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 44.055,52 MWmed em maio de 2016, o que representou uma queda de 8,18% na comparação mensal e um aumento de 10,42% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 49.612,48 MWmed, um valor 3,29% menor que do mês anterior e 1,01% maior do que o mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 88,8%, um aumento de 9,32% no ano e queda de 5,06% no mês.

A liquidação financeira referente a maio de 2016 foi realizada no mês de julho. Apenas R\$ 600 milhões de R\$ 2,6 bilhões foram contabilizados. Do valor não pago, R\$ 570 milhões integram a quantia remanescente do acordo de parcelamento do GSF e R\$ 370 milhões representam outros valores em aberto da liquidação (inadimplência). Somados os montantes financeiros pagos nas três liquidações deste ano, já foram 81% do montante de R\$ 2,48 bilhões que foram parcelados como parte do acordo de repactuação do risco hidrológico (GSF - Generator Scaling Factor).

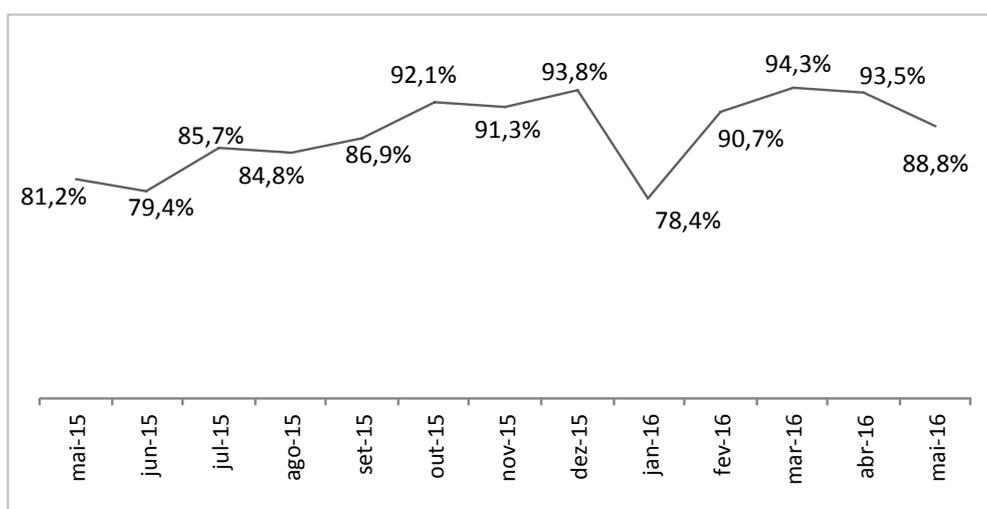
A liquidação de junho estava prevista para ocorrer nos dias 8 e 9 de agosto.

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
Energia Gerada (MWmed)	44.055,52	-8,18%	10,42%		47.980,15	39.899,46
Garantia Física (MWmed)	49.612,48	-3,29%	1,01%		51.299,99	49.117,64
Geração/Garantia Física	0,888	-5,06%	9,32%		0,935	0,812

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 maio de 2016 o PLD médio mensal teve aumento nos subsistemas SE/CO, S e N na comparação com o mês anterior.

Nos subsistemas SE/CO e S o aumento foi de 52,45% e o valor atingiu os R\$ 75,93/MWh. Em N, o aumento foi de 78,51% e o valor atingido foi de R\$ 88,98/MWh. S

teve um aumento de 50,41% e o valor atingido foi de R\$ 74,91/MWh. O NE foi o único subsistema a apresentar queda do PDL na comparação mensal (60,54%), porém o PLD neste subsistema continua a se mostrar muito mais elevado do que nos demais subsistemas. O PLD no subsistema NE no mês de maio foi R\$ 106,07/MWh

Na comparação anual, todos apresentaram quedas: SE/CO tiveram redução de 82,06%, N teve redução de 40,65%, NE de 74,94% e S de 82,30%.

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

	mai-16	mai-16/abr-16	mai-16/mai-15	Tendências 12 meses	abr-16	mai-15
SE/CO	75,93	52,45%	-82,06%		49,81	423,34
S	74,91	50,41%	-82,30%		49,81	423,34
NE	106,07	-60,54%	-74,94%		268,79	423,34
N	88,98	78,51%	-40,65%		49,85	149,92

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A (ELETROPAULO) teve um reajuste tarifário de -9,74% na alta tensão e -7,30% na baixa tensão, o que teve um efeito médio de -8,10% nas tarifas. A distribuidora atende a 6,9 milhões de unidades consumidoras localizadas na capital do Estado de São Paulo.

A Distribuidora Centrais Elétricas do Pará S/A (CELPA) teve reajuste de 7,38% na alta tensão e 7,61% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 7,55% nas tarifas. A distribuidora atende a 2,4 milhões de unidades consumidoras no estado do Pará.

Mais quatro distribuidoras do estado do Rio Grande do Sul apresentaram reajuste tarifário. A concessionária Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI) teve a sua tarifa de energia reajustada em média em -7,66%, a Centrais elétricas de Carazinho S/A (ELETROCAR) em -14,00%, a Hidroelétrica Panambi S/A (HIDROPAN) em -10,59% e a Muxfeldt Marin & Cia. Ltda (MUX-Energia) em -13,72%.

Ocorreu também no período a revisão tarifária periódica (que ocorre em geral a cada quatro anos) de duas distribuidoras. O Índice médio de Revisão Tarifária entre a alta e a baixa tensão foi de: Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda (IGUAÇU ENERGIA) -0,49% e Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (EDP ESCELSA) -2,80%.

Tabela 4.11: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	-7,66%	22/07/2016 a 21/07/2017
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	-14,00%	22/07/2016 a 21/07/2017
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	-10,59%	22/07/2016 a 21/07/2017
MUX-Energia	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	-13,72%	22/07/2016 a 21/07/2017
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP	-8,10%	04/07/2016 a 03/07/2017
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A.	PA	7,55%	07/08/2016 a 06/08/2017

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
IGUAÇU ENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	-0,49%	07/08/16
EDP ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ES	-2,80%	07/08/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	SP	27/ago
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	28/ago
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB	28/ago
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	29/ago

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

e) Leilões

Para 2016, estão previstos dois Leilões de Reserva, um a ser realizado em 29 de julho e o outro em 28 de outubro.

O 1º Leilão de Reserva de 2016 estava previsto para 23 de setembro e tem como objetivo de contratar energia proveniente de Centrais de Geração Hidrelétrica - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH com prazo de suprimento de trinta anos.

O 2º Leilão de Reserva de 2016 visa a contratação de energia solar fotovoltaica e eólica e está prevista para 16

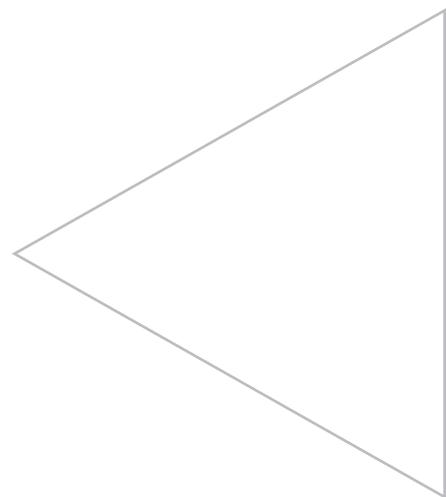
de dezembro. As duas fontes terão prazo de suprimento de 20 anos e data para início do fornecimento em 1º de julho de 2019.

A segunda fase do Leilão de Transmissão 013/2015 está marcada para 2 de setembro e contará com a licitação de 25 lotes de empreendimentos localizados nos estados: Bahia, Ceará, Goiás, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. A primeira fase foi realizada em 13 de abril e foram contratados apenas 14 dos 24 lotes oferecidos.

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 hidrelétrica (Centrais de Geração Hidrelétrica e Pequenas Centrais Hidrelétricas). Os projetos terão prazo de suprimento de 30 anos. Os contratos terão início de suprimento de energia elétrica em 1º de março de 2020.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		24/08/16
	Realização		23/09/2016 (previsto)
	Objeto	2o Leilão de Energia de Reserva	
	Descrição	Contratação de 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		16/12/2016 (previsto)
	Objeto	Leilão de Transmissão de Energia Elétrica	
	Descrição	Concessão de serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura do respectivo contrato de concessão.	
Etapas		Data	
Publicação do Edital		03/08/16	
Realização		28/10/16	
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 007/2016	
	Descrição	Obter subsídios sobre a avaliação da necessidade de representar a reserva operativa nos modelos computacionais utilizados para o planejamento e programação de despacho eletroenergético e para a formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.	
	Etapas		Data
Prazo limite para colaboração		28/09/16	



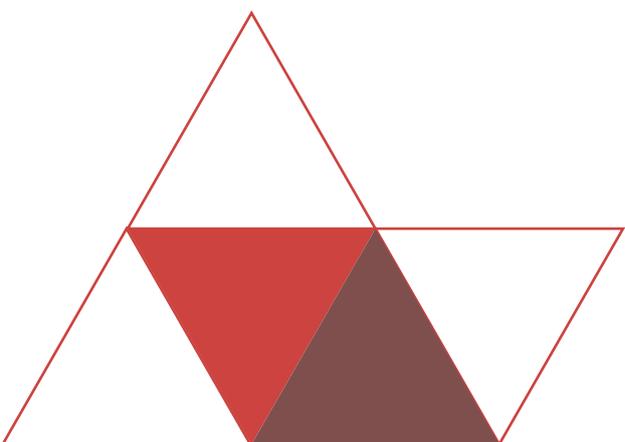
FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura

Tel.: +55 21 3799 6100

fgv.br/energia



Mantenedores da FGV Energia:

