

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR **ENERGÉTICO**

FEVEREIRO • 2017

02

OPINIÃO

José Lima de Andrade Neto

O mercado brasileiro de combustíveis

André Gomyde

Cidades inteligentes e humanas

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado de Jesus

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Renata Hamilton de Ruiz

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinícius Neves Motta

Yasmin Monteiro Cyrillo

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

*Superintendente de Relações Institucionais e
Responsabilidade Social*

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gás

Milas Evangelista de Sousa - Biocombustível

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

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



SUMÁRIO

▷ Opinião	
O mercado brasileiro de combustíveis	04
Cidades inteligentes e humanas.....	07
▷ Editorial	
O desafio de inserção das energias renováveis no planejamento do setor elétrico brasileiro	10
▷ Petróleo.....	13
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	13
Derivados do Petróleo	16
▷ Gás Natural	18
Produção e Importação	18
Consumo.....	20
Preços	22
▷ Setor Elétrico	24
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	24
Demanda	25
Oferta.....	25
Intercâmbio de Energia Elétrica	26
Estoque	26
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	28
Demanda	29
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	30
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	31
Tarifas de Energia Elétrica.....	32
Leilões.....	32
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	33



OPINIÃO

O MERCADO BRASILEIRO DE COMBUSTÍVEIS

*José Lima de Andrade Neto**

O momento é de mudanças no mercado brasileiro de Combustíveis. Quarto maior mercado do mundo, com grande dispersão geográfica, logística complexa, locais de difícil acesso, mais de 40.000 postos de combustíveis, mais de 180 Distribuidoras (sendo a grande maioria de distribuidoras regionais), empregando em toda cadeia aproximadamente meio milhão de pessoas e movimentando anualmente cifras superiores a R\$ 400 bilhões. Como em todo momento de mudanças, os atuais atores e possíveis novos entrantes avaliam oportunidades e, obviamente, riscos que decorrem deste cenário.

Ao longo da história e, a partir de 1998, sob a coordenação da Agência Nacional de Petróleo, os diversos atores (a Petrobras exercendo um papel fundamental) foram competentes para encontrar soluções para abastecer o mercado e se ajustar às modificações que foram introduzidas, como a entrada dos biocombustíveis (etanol hidratado, etanol anidro e biodiesel) na matriz energética, na convivência de diesel com diversas especificações e no fornecimento de Arla - que é um reagente utilizado para reduzir as emissões de óxidos de nitrogênio nos veículos a diesel atualmente vendidos no país, que utilizam a tecnologia de redução catalítica seletiva (SCR, no original em inglês).

São exemplos de ações aparentemente simples, mas que ganham enorme complexidade quando considerados a extensão geográfica do país, a distância entre produção e mercados (nos derivados de petróleo e nos biocombustíveis), a localização dos portos vis-à-vis os mercados, os períodos de navegabilidade de rios na região Norte, produção de etanol condicionada às condições climáticas e preço internacional do açúcar, etc.

Até alguns anos o mercado brasileiro vinha tendo crescimento significativo quando analisado frente a dois parâmetros distintos: o consumo mundial e o PIB brasileiro. De 2011 a 2014 o mercado cresceu 19 %, enquanto o crescimento do consumo mundial de óleo foi de 3,5 % e tendo o PIB brasileiro crescido menos de 6 % no mesmo período. Vários fatores contribuíram para esse crescimento, mas o que é relevante destacar, para a análise em curso, é que ele se deu principalmente nas regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Mercados que têm duas características em comum: são importadores de outras regiões, do país ou do exterior, e apresentam dificuldades logísticas para seu atendimento.

O processo recessivo que o País sofreu nos últimos anos afetou o mercado, fazendo o consumo nacional de 2016 retroceder aos níveis de 2011. A quebra daquela tendência de crescimento evitou que os gargalos logísticos se tornassem sérios entraves ao pleno atendimento desses mercados, que trariam desafios para os diversos atores econômicos (aí incluídas as distribuidoras e revendedores, além da Petrobras e dos produtores de etanol), para o governo, para a Agência Nacional de Petróleo (ANP), que é, por lei, a responsável por disciplinar o abastecimento nacional, e, principalmente, para os consumidores desses mercados: pessoas físicas, indústrias, transportadores, etc.

Em síntese, a queda de consumo deslocou a curva de crescimento para a frente, dando oportunidade ao Brasil de se preparar melhor (leia-se investimentos, principalmente em logística) para atender esses mercados. É claro que uma variável fundamental é o comportamento que terá o mercado no próximo ciclo de crescimento do PIB brasileiro. Se comportará com a mesma elasticidade que teve no passado recente? É quase certo que não, mas é sabido que o mercado brasileiro tem potencial (baseado em vários indicadores comparativos com outros países) para continuar crescendo acima da média mundial. Outra questão relevante é o papel que os biocombustíveis desempenharão no futuro da matriz energética brasileira pois, além de impactar a demanda por derivados de petróleo, tem efeito sobre a estrutura logística necessária.

Tendo esse contexto como pano de fundo, a posição política do governo de incentivar os investimentos privados e, principalmente, o reposicionamento

estratégico da Petrobras geram as oportunidades de investimento dos atuais *players* privados e de eventuais novos entrantes.

A Petrobras mantém a visão de empresa de petróleo integrada, mas deixa claro que pretende ter sócios no *downstream*, a exemplo do que já faz no *upstream*, chamando o setor privado para uma atuação mais intensa nos investimentos em logística e na responsabilidade sobre o abastecimento nacional, que foi um ônus para a Petrobras no passado recente.

A dinâmica de um mercado com essas características é diferente da dinâmica atual e tem como preceito o fato que os atores se mobilizarão pela racionalidade econômica e, para isso é fundamental que os preços tenham um alinhamento com os preços internacionais. Lembrando que foi esse o principal motivo inibidor de investimentos em *downstream* no passado. A lógica é que se a responsabilidade for dos atores do mercado, e não apenas da Petrobras, isso acontecerá com preços alinhados aos preços internacionais, o que se reverterá em proteção para a própria Petrobras.

Em um mercado dessa dimensão, com o potencial de crescimento, com os desafios e, portanto, oportunidades logísticas, é claro que existem investidores interessados. Mas, para que esses investimentos se concretizem, algumas premissas são fundamentais, sendo as principais a Regulação, assegurando garantias, não de remuneração, mas de um ambiente competitivo, e a, já citada, política de preços de derivados.

No papel, regra geral, a Regulamentação do modelo brasileiro já preconiza uma atuação pautada em um ambiente competitivo. Resta a discussão de que aperfeiçoamentos e práticas são necessários para que esse ambiente se desenvolva preservando os interesses da sociedade. Em relação aos preços dos derivados a Petrobras já vem atuando, buscado uma prática de preços mais alinhados com os preços internacionais.

É possível, e se os diversos atores se mobilizarem para criar essas condições, bastante provável, que o mercado brasileiro de Combustíveis tenha uma dinâmica bem diferente da atual dentro de alguns anos.

* José Lima de Andrade Neto é Consultor, foi presidente Executivo e presidente do Conselho do Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras, presidente da Petrobras Distribuidora e Secretário de Petróleo e Gás e Combustíveis Renováveis do Ministério de Minas e

Energia. Foi Gerente Executivo de RH e de Novos Negócios da Petrobras e presidente da Petroquisa.





CIDADES INTELIGENTES E HUMANAS

André Gomyde**

As Cidades Inteligentes e Humanas começam a tomar forma quando nelas se instalam uma infraestrutura tecnológica com plataforma aberta, capaz de integrar todas as tecnologias ali disponíveis. A integração das tecnologias, com transparência e acesso irrestrito aos dados e informações por elas gerados, conduzem as cidades para a participação de seus cidadãos em um processo de co-criação com o poder público e com as empresas. Por isso, muito mais do que inteligentes, as cidades devem ser inteligentes e humanas. Não somente o aspecto tecnológico deve ser estruturado, mas também o desenvolvimento e a ampliação de oportunidades para as pessoas.

Para o aspecto tecnológico, existem algumas infraestruturas disponíveis no mercado para ajudar as cidades a serem inteligentes. Aquela que pode ajudar a acelerar a entrada das cidades brasileiras nesse conceito moderno do século XXI, neste momento, é o "smart grid" (rede inteligente, em

tradução livre). O "smart grid" é uma rede de transmissão de dados que, por exemplo, pode se formar por meio da conexão das luminárias do parque de iluminação pública, sendo essas luminárias dotadas de um "drive" que as permitem conectar-se umas às outras. São as luminárias inteligentes que podem, formando esse "smart grid", ser o veículo de transmissão de dados e informações para uma central integrada de comando e controle da cidade, na qual a plataforma integradora ali implementada - aberta e interoperável - funciona como um sistema de informações gerenciais robusto, permitindo às cidades que se desenvolvam de maneira eficiente e eficaz. Os "smart grids" são mais apropriados para acelerar o processo, neste momento, porque as prefeituras estão começando a fazer suas parcerias público-privadas (PPPs) de iluminação pública.

O Brasil vive um momento "sui-generis" para que suas cidades possam implantar seus "smart grids" com as PPPs porque, recentemente, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) baixou uma resolução, transferindo das concessionárias para as cidades os ativos de iluminação pública (braços e luminárias dos postes). Com essa medida, muitos Prefeitos começaram a estruturar PPPs de iluminação pública somente com troca das lâmpadas comuns por lâmpadas de LED, no afã de terem seus parques de iluminação bem cuidados, evitando que fiquem às escuras

por falta de recursos próprios para sua manutenção. Acontece que uma PPP tem prazos de concessão muito longos e estaremos atrasando tecnologicamente as cidades se não fizermos as tais PPPs de Iluminação com luminárias inteligentes, formando o “smart grid” na cidade, que sirva de plataforma integradora de todas as informações e dados gerados pela tecnologia, de uma maneira que as pessoas possam ter acesso à esses dados e informações, que são os geradores de conhecimento. Com plataformas abertas, o conhecimento será propriedade de todos e não somente das empresas que detém a tecnologia. É a grande chance que temos de ser donos de nossas plataformas e do conhecimento que elas podem gerar.

A quantidade de dados e informações geradas hoje pela revolução digital é o grande insumo para o capital do século XXI: o conhecimento. As grandes empresas de tecnologia da informação e de comunicação são, hoje, as principais proprietárias desse capital. Elas perceberam que as cidades são o grande nicho de mercado que elas têm para vender seus equipamentos, sensores, softwares e aplicativos. Elas vêm transformando as cidades em digitais. Com isso, vêm se apropriando dessa enorme quantidade de informações que são geradas pela tecnologia, utilizando essas informações para ganhar muito dinheiro. Elas são as detentoras de grande parte do conhecimento e podem ditar as “regras do jogo”.

Foi por essa razão que se percebeu a necessidade de que essas tecnologias sejam integradas por meio de plataformas abertas que, de um lado ajudem as cidades a terem a gestão de seus serviços de maneira inteligente e, de outro, permitam que as pessoas se conectem nessas plataformas e tenham acesso aos dados e às informações, bem como delas possam se utilizar para se conectar ao mercado mundial.

Outrossim, é um erro estratégico deixar que tudo se resuma à tecnologia sem que se tenha a compreensão de que a cidade inteligente também precisa pensar o desenvolvimento social, as questões urbanísticas, arquitetônicas e ambientais, tendo em vista que o futuro nos reserva um novo “modus vivendi”, que muito dependerá dos recursos da natureza e do bom convívio social. Esse é o conceito de Cidades Inteligentes e Humanas. Uma evolução de conceitos que resulta em uma proposta de, por meio das cidades, travar o

debate do grande paradigma do século XXI: quem, como e quando tem a propriedade do conhecimento. Todos nós, ou somente as grandes organizações tecnológicas? Por meio de dados abertos e transparentes, ou por dados controlados por poucos? Agora, ou quando já não for mais possível quebrar o domínio de poucos sobre muitos? Imagine-se quantos pequenos negócios podem ser gerados e comercializados com o mundo inteiro se tivermos plataformas apropriadas nas cidades, com as pessoas preparadas, bem treinadas e com bom nível educacional e intelectual?

Para o aspecto humano, existem ferramentas de literacia digital (a capacidade de cada indivíduo compreender e usar a tecnologia) que ajudam a incluir as pessoas no uso das tecnologias e, também, ferramentas e plataformas de “living labs” (laboratórios vivos) que permitem conectar os bairros da cidade num grande aprendizado conjunto. Tudo isso, fazendo com que as pessoas conheçam os dados e as informações transparentes geradas em todos os lugares, permitindo que compartilhem a gestão da cidade com sua governança.

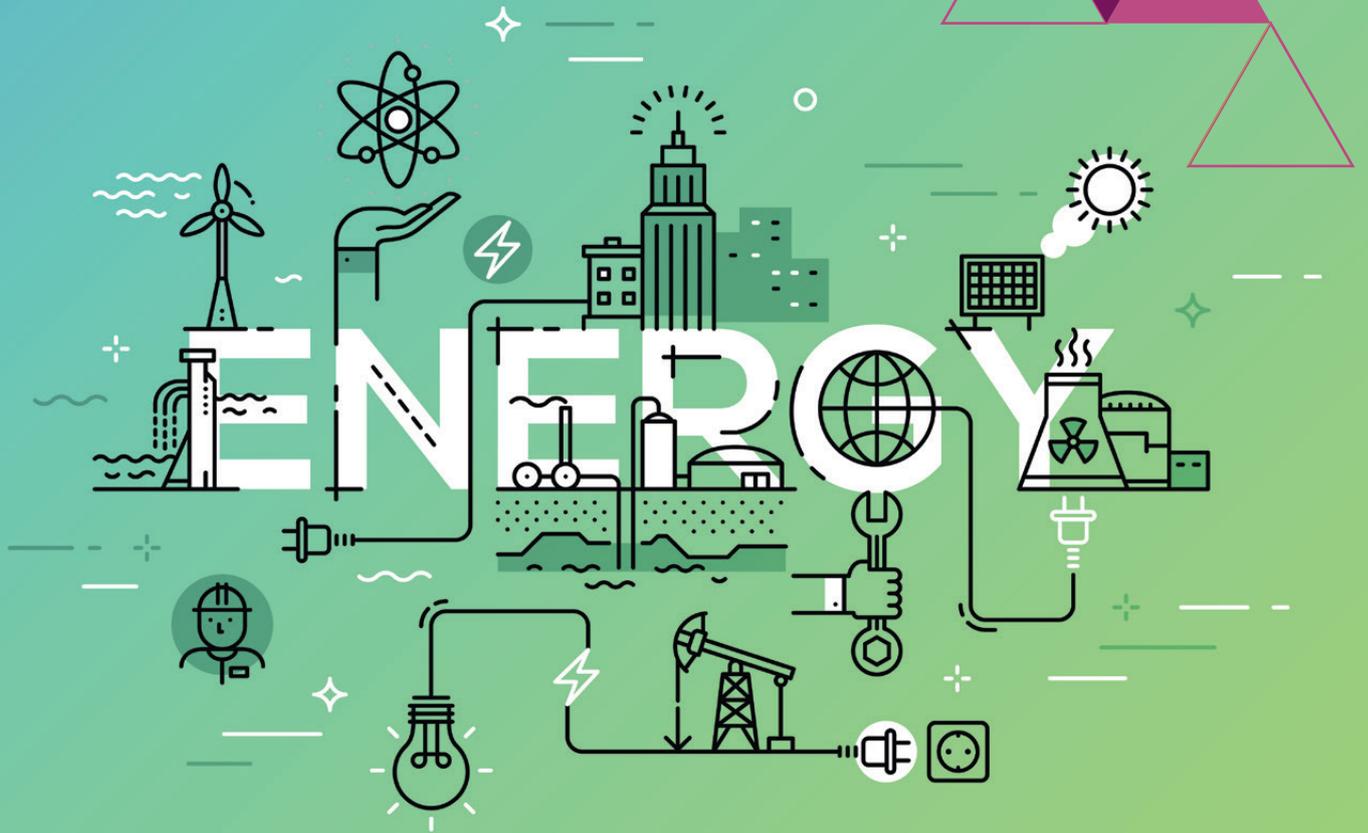
Com o intuito de promover toda essa discussão, levando para os Prefeitos das cidades brasileiras informações e propostas de legislação e projetos que possam garantir o desenvolvimento das cidades de maneira apropriada, foi criada a Rede Brasileira de Cidades Inteligentes e Humanas, no âmbito da Frente Nacional de Prefeitos. A Rede Brasileira elaborou - com a participação de diversos especialistas - o documento “Brasil 2030: Cidades Inteligentes e Humanas”, que tem norteado as ações de muitos Prefeitos e que serve como uma espécie de manual do passo a passo a ser seguido. Recentemente, a Rede lançou os Indicadores Brasileiros de Cidades Inteligentes e Humanas que terão o papel de monitorar as cidades e criar um ranking que estimule a competitividade e a comparação, para que se possa atuar estrategicamente, naquilo que lhes faltar para seu desenvolvimento.

O Brasil precisa evoluir de uma economia fortemente baseada em “commodities”, para uma economia que seja pujante em inovação, participando de um mercado mundial que negocia, por ano, algo em torno de US\$ 1,3 trilhão em equipamentos, softwares e aplicações. Conseguiremos isso, atuando diretamente com os cidadãos, em suas cidades. Cidades que precisam ser, cada vez mais, Inteligentes e Humanas.

** André Gomyde é Mestre em Administração e Especialista em inovação e desenvolvimento econômico. Atualmente é Diretor de Novos Negócios da Agência de Desenvolvimento do Distrito Federal - Terracap. É presidente da Rede Brasileira de Cidades Inteligentes e Humanas, da Frente Nacional de Prefeitos e Conselheiro

em diversos conselhos públicos e privados, em especial do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia da Presidência da República.





EDITORIAL

O DESAFIO DE INSERÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A atividade de planejamento energético possui um alto grau de complexidade. Para exercê-la, o planejador necessita de informações sobre fontes de energia existentes, custo de geração por fonte de energia, tecnologia de geração, custo de investimento e carga, além de precisar levar em conta a questão ambiental e a segurança energética.

Entretanto, o planejador não possui acesso a todas essas informações. Conseqüentemente, ele necessita estar sempre se comunicando com os diversos agentes do setor elétrico e com a sociedade civil para acessá-las. De posse destas, o planejador pode exercer sua atividade de forma mais adequada.

Recentemente, novos desafios para o planejamento energético surgiram com a ratificação do Acordo de Paris, que tem por objetivo limitar o aumento da temperatura global até o final do século em 2°C em relação aos níveis pré-industriais, empenhando esforços para limitar esse aumento a 1,5°C. Neste acordo, o Brasil, junto com outros países, se comprometeu a cumprir uma série de metas, chamadas de NDC (*National Determined Contribution*), para diminuir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) e atingir o objetivo delimitado por este acordo.

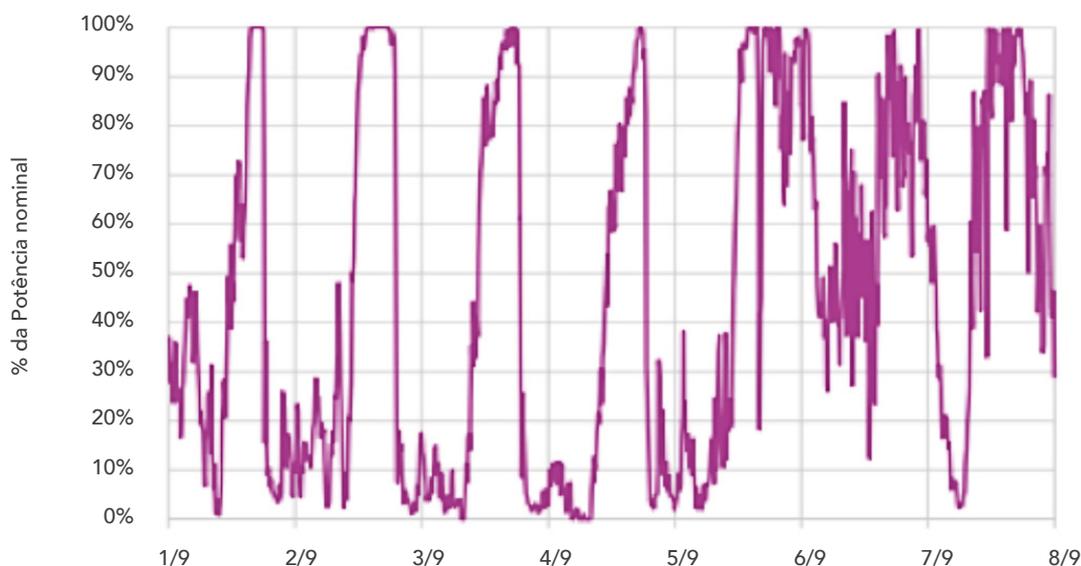
No Brasil, a necessidade de diminuir as emissões de GEE tem se traduzido em investimentos substanciais em energias renováveis complementares, tais como a energias solar e eólica, que possuem capacidade instalada em torno de 11 GW – além de terem mais 10 GW já contratados até 2021. Além disso, está surgindo no setor um debate mais concreto sobre eficiência energética, que pode contribuir para uma diminuição na carga do sistema, não só gerando economia em investimentos na expansão, mas também contribuindo para diminuir a emissão de GEE.

No entanto, a geração por meio de energias renováveis complementares é intermitente, isto é, a geração de energia somente ocorre quando há irradiação solar, no caso de

usinas fotovoltaicas, ou quando há vento, no caso das usinas eólicas. Devido ao fato de que, principalmente, a velocidade do vento varia com muita frequência ao longo do dia, a

geração de energia por meio de eólicas é bastante variável. No gráfico abaixo é possível ver a variação de geração de energia de um parque eólico ao longo de uma semana.

Figura 1: Geração de parque eólico do Nordeste ao longo de uma semana.



Fonte: EPE

Tendo em vista esta variabilidade na geração por meio das fontes eólica e solar, é necessária uma geração por outra fonte que as complementem. Esta geração complementar pode ser feita tanto por meio de usinas hidrelétricas quanto por meio de usinas termelétricas.

Dentre essas duas opções, a mais atraente é a utilização de usinas hidrelétricas, pois não emitem GEE ao gerarem energia. Entretanto, com o crescimento da capacidade instalada de usinas eólicas e fotovoltaicas, as usinas hidrelétricas existentes não serão suficientes para fazer

a geração complementar necessária. Isto significa que seriam necessárias mais usinas para que elas possam continuar exercendo este papel.

Ao analisar o potencial hídrico disponível atualmente no Brasil, pode ser observado que este se concentra na região norte e que, nas outras regiões, o potencial já foi aproveitado em sua maioria. Segundo o PNE 2030, dos 52,4 GW de potencial possíveis de serem aproveitados no período de 2020 a 2030, 44,2 GW estão localizados na região amazônica, como pode ser visto na tabela abaixo.

Tabela 1: Potencial hídrico disponível por região brasileira – Período 2020-2030

Bacia	Expansão Potencial (GW)
Amazonas	44,2
Tocantins/Araguaia	3,2
Demais	5,0

Fonte: Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 – EPE

No entanto, a construção de usinas hidrelétricas na região norte do país é uma questão controversa devido a diversas questões ambientais e socioeconômicas envolvidas. As questões ambientais são concernentes aos impactos da construção do reservatório e do desenvolvimento da usina no rio, na fauna e flora locais, podendo, possivelmente, causar desequilíbrios no ecossistema da região. As questões socioeconômicas dizem respeito aos impactos da construção da usina nas populações indígenas e ribeirinhas. Para construir o reservatório, geralmente é necessário deslocar essas comunidades, que possuem uma forte conexão cultural, religiosa, histórica e econômica com seus locais de moradia. Além disso, as atividades econômicas dessas populações são dependentes do rio, podendo ser prejudicadas pelos impactos do reservatório.

Caso não seja possível o desenvolvimento dessas usinas na região amazônica, as outras alternativas são a construção de usinas termelétricas ou investimentos em eficiência energética de forma a diminuir a carga e minimizar a necessidade de expansão como um todo.

Para que seja possível optar pela alternativa da eficiência energética, é necessário que se promovam políticas públicas e investimentos substanciais que incentivem mais fortemente sua adoção. Apesar de termos um Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf 2010), as políticas estabelecidas têm sido pouco eficazes para estimular investimentos substanciais nesta área. Entretanto, passando a haver uma política que deslanche esses

investimentos, a eficiência energética seria uma alternativa para suprir a necessidade de construção das usinas hidrelétricas na região norte pois haveria uma diminuição sensível da demanda por energia e, conseqüentemente, seria necessária uma expansão menor do sistema elétrico. Em outras palavras, não haveria uma construção tão substancial de usinas eólicas e fotovoltaicas.

A última alternativa, construção de usinas termelétricas, é a menos desejável por significar um potencial aumento na emissão de GEE. Em outras palavras, o desenvolvimento das termelétricas dificultaria o alcance das metas de redução de emissão de GEE assumidos pelo Brasil. Entretanto, é importante destacar que as usinas termelétricas que menos emitem GEE são as de gás natural. Logo, seu desenvolvimento seria um estímulo ao mercado deste energético.

Em resumo, o Brasil já optou por reduzir suas emissões de gases causadores do efeito estufa. É consenso que as fontes renováveis complementares terão um papel fundamental nesta tarefa. Como sua variabilidade será compensada, contudo, é um fator que precisa ser discutido pela sociedade, que decidirá qual caminho seguir após ponderar todos os prós e contras das alternativas existentes: usinas hidrelétricas na região norte, usinas termelétricas, que poluem mais, ou políticas de eficiência energética. Somente fazendo este debate, de maneira que todas as partes estejam bem informadas, será possível planejar de forma mais segura o nosso sistema elétrico, eliminando diversas inseguranças.

* 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.



PETRÓLEO

Júlia Febraro

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de dezembro de 2016 apresentou crescimento de 8,14% da produção em relação ao mês anterior e crescimento de 7,80% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em dezembro foi de 2.820 mil barris (bbl), superior à produção de novembro, que foi de 2.608 mil barris/dia, e também à de dezembro de 2015 (2.616 mil barris). A produção de dezembro foi o maior volume produzido dos últimos 12 meses. (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em dezembro foi de aproximadamente 26,3, sendo 32,3% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 44,1% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 23,6% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP n° 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em dezembro foram Lula (21,3 MMbbl), Roncador (7,62 MMbbl), Sapinhoá (7,59 MMbbl), Jubarte (6,90 MMbbl) e Marlim Sul (5,28 MMbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Peregrino da Statoil (9º maior produtor), Argonauta da Shell (15º), e Frade da Chevron (18º) produziram, respectivamente, 1,68 MMbbl, 1,08 MMbbl e 0,66 MMbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 68 poços, foi de 1262,4 Mbbbl/d de petróleo e 49,0 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.570,6 Mboe/d. Houve aumento de 8,4% em relação ao mês anterior. Esta produção correspondeu a 46% do total produzido no país.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

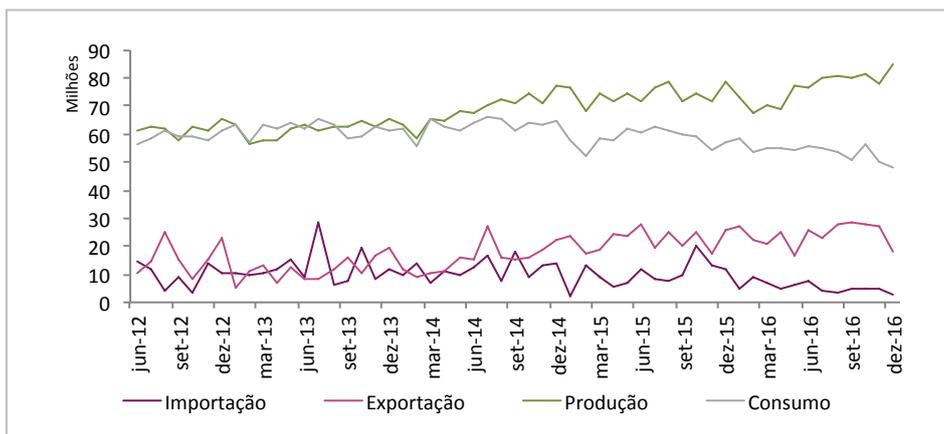
Agregado	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendência 12 meses	nov-16	dez-15
Produção	84.625.267	8,14%	7,80%		78.255.905	78.503.431
Consumo Interno	48.090.414	-3,71%	-15,33%		49.945.498	56.794.896
Importação	3.040.399	-40,82%	-73,83%		5.137.689	11.617.354
Exportação	18.389.110	-32,37%	-29,44%		27.188.988	26.061.183

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, reduziu, em dezembro, 3,71% na comparação com o mês anterior e 15,33% na comparação anual. Essas quedas levaram ao menor valor de consumo dos últimos 12 meses. As importações e as exportações apresentaram fortes quedas tanto

na comparação mensal quanto na comparação anual. As importações atingiram o menor valor na comparação dos últimos 12 meses e as quedas foram de 40,82% mensal e 73,83% anual. Para as exportações esses valores foram de 32,37% e 29,44%, respectivamente.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

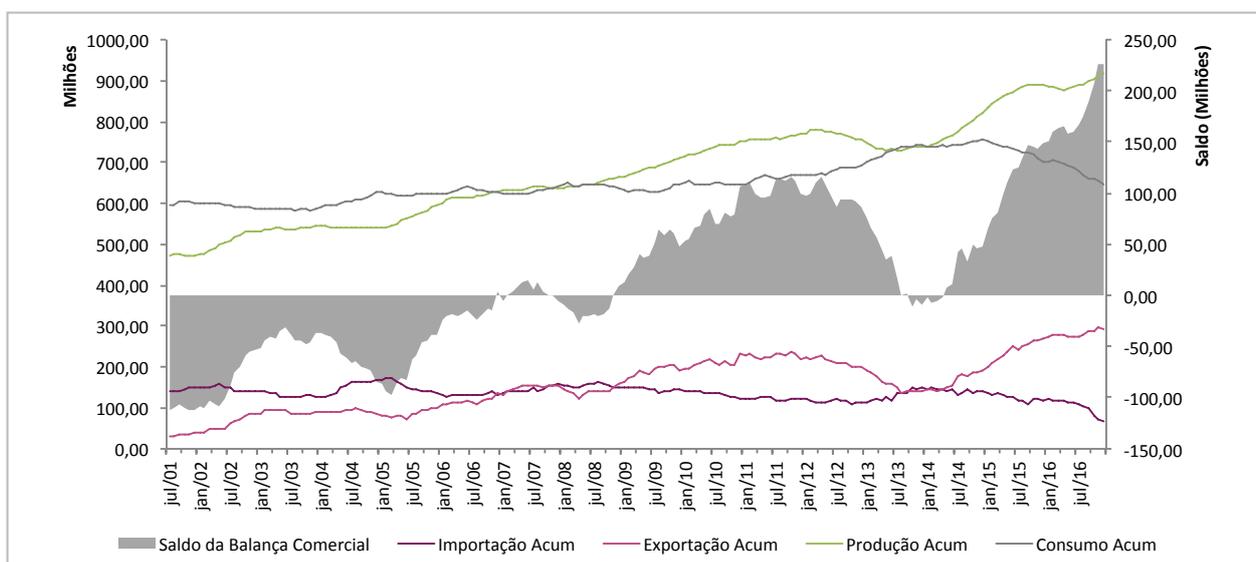


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, já pelo 9º mês consecutivo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, também continuou a trajetória crescente

no acumulado 12 meses e aumentou para 226,1 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em dezembro. Este foi o sétimo mês consecutivo de crescimento da conta petróleo.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O crescimento da produção verificado no mês de dezembro no país foi puxado, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro responsável por aproximadamente 60% do aumento na produção no mês, em torno de 3.845 mil barris. Além do Rio de

Janeiro, o estado de São Paulo foi o segundo estado que mais contribuiu, com 26% (1.693 mil barris), para o crescimento mensal da produção nacional, que foi de 6.369 mil barris, aproximadamente. Os demais estados pouco contribuíram. (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

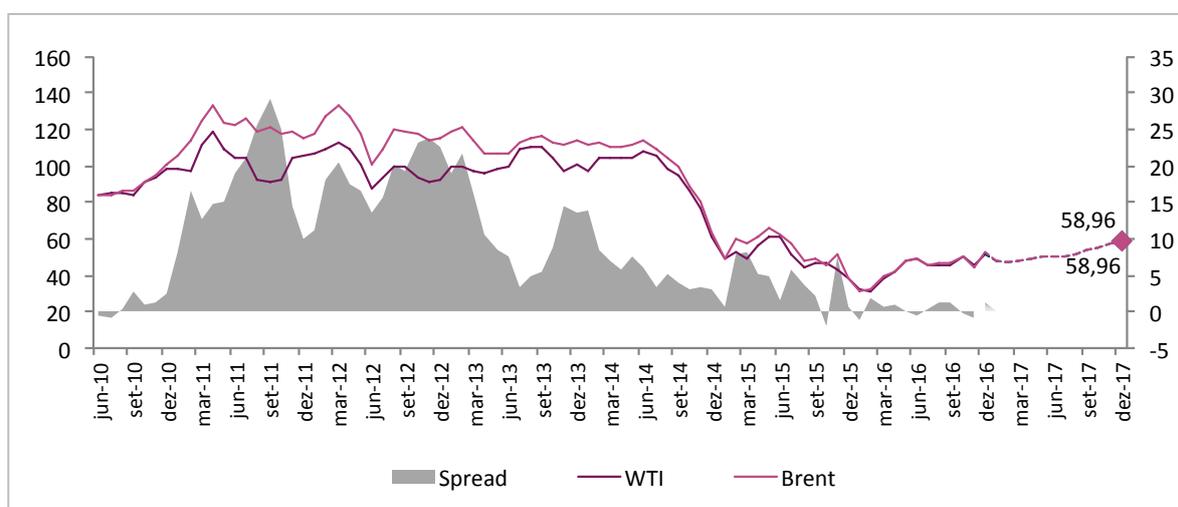
UF	Localização	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendência 12 meses	nov-16	dez-15
AL	Onshore	113.103	-1,40%	-19,26%		114.709	140.078
	Offshore	3.329	11,74%	-56,85%		2.979	7.714
AM	Onshore	664.094	3,79%	-14,88%		639.852	780.172
	Offshore	1.041.849	0,29%	-9,82%		1.038.866	1.155.287
BA	Onshore	14.829	-15,50%	-35,55%		17.550	23.007
	Offshore	43.147	7,41%	-6,00%		40.172	45.901
CE	Onshore	143.275	-4,28%	-7,89%		149.689	155.545
	Offshore	384.203	7,64%	-12,45%		356.949	438.841
ES	Onshore	12.899.118	6,74%	4,95%		12.084.898	12.290.758
	Offshore	1.172	-32,55%	350,48%		1.738	260
RJ	Onshore	57.322.354	7,19%	7,02%		53.477.110	53.563.345
	Offshore	1.411.959	0,27%	-11,31%		1.408.093	1.592.102
RN	Onshore	177.604	2,78%	-13,18%		172.803	204.574
	Offshore	9.567.743	21,51%	33,67%		7.874.253	7.157.771
SP	Onshore	656.383	-4,37%	-12,23%		686.367	747.869
	Offshore	181.105	-4,62%	-9,54%		189.877	200.208
Total		84.625.267	8,14%	7,80%		78.255.905	78.503.431

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent cresceu aproximadamente US\$ 9/b em relação à média de novembro, alcançando US\$ 53,29/b. Há quase dois

anos não havia um crescimento dessas proporções. Essa alta no preço do Brent deve-se às expectativas de corte na produção da OPEP, assim como de uma redução esperada nos estoques de petróleo bruto dos EUA.

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 novembro de 2016, em dezembro houve queda na produção dos principais derivados de petróleo no Brasil, com destaque para o Diesel, que atingiu o menor volume de produção dos últimos 12 meses (Tabela 2.3). Por outro lado, o óleo combustível

apresentou crescimento significativo (20,35%), atingindo o maior valor dos últimos 12 meses. Na comparação anual, a gasolina, o QAV e o óleo combustível apresentaram variação positiva, mas o Diesel e o GLP tiveram sua produção reduzida em 22,26% e 7,37%, respectivamente, com relação a dezembro de 2015.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

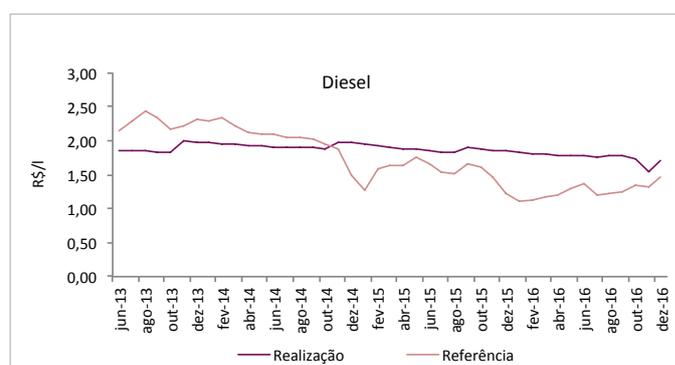
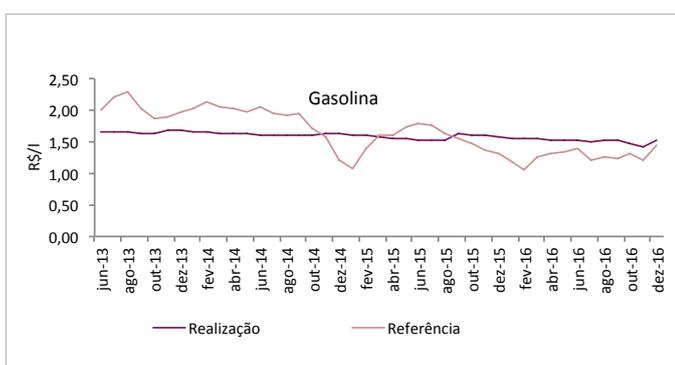
Combustível	Agregado	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	Tendência 12 meses	nov-16	dez-15
Gasolina	Produção	14.409.308	4,44%	0,27%		13.796.386	14.369.916
	Consumo	26.558.831	13,91%	46,65%		23.315.833	18.110.884
	Importação	1.542.515	54,14%	130,38%		1.000.756	669.565
	Exportação	320.830	-52,81%	218,40%		679.929	100.763
Diesel	Produção	19.352.993	-9,96%	-22,26%		21.494.547	24.895.961
	Consumo	26.436.392	-4,48%	0,41%		27.675.508	26.329.196
	Importação	4.597.255	0,54%	261,70%		4.572.720	1.271.027
	Exportação	571.393	-	-		0	15.780
GLP	Produção	3.660.105	-0,62%	-7,37%		3.683.055	3.951.398
	Consumo	7.196.990	4,15%	2,30%		6.909.983	7.035.314
	Importação	1.051.029	-25,08%	-21,69%		1.402.835	1.342.109
QAV	Produção	3.005.881	-5,66%	5,63%		3.186.066	2.845.553
	Consumo	3.611.381	8,67%	-7,35%		3.323.267	3.897.749
	Importação	270.807	-	-		0	245.624
	Exportação	656	-84,78%	-		4.310	0
Óleo Combustível	Produção	6.782.516	20,35%	0,89%		5.635.725	6.723.002
	Consumo	1.807.641	20,43%	-23,67%		1.501.050	2.368.341
	Importação	7.275	-81,04%	-88,99%		38.372	66.071
	Exportação	1.050.732	4,65%	-51,93%		1.004.067	2.186.039

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

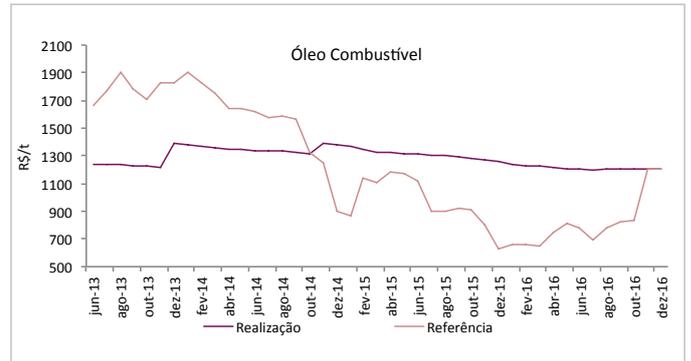
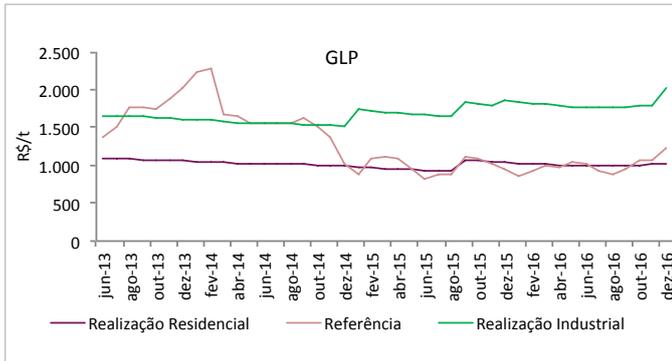
Em dezembro de 2016 somente os preços de realização interna da gasolina e do diesel continuam superiores aos de referência internacional. A maior diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna

é do óleo diesel, mas essa diferença seguiu a tendência dos meses anteriores e continuou caindo. O mesmo aconteceu com a gasolina, que tem visto a diferença entre os preços reduzir.

Gráfico 2.4: Preço Real dos combustíveis¹ x referência internacional (R\$/l).



¹ 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

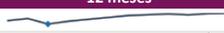
Larissa Resende

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de dezembro a produção nacional de gás natural se manteve estável, na faixa de 111,77 MMm³/dia, enquanto a importação de gás registrou forte

queda de 32,97% em relação ao mês anterior. Essa queda na importação foi decorrente, sobretudo, a queda no consumo no volume de 10,1 MMm³/dia. Em relação a oferta de gás nacional, que é impactada pela produção indisponível ao mercado, esta sofreu queda de 4,82%. Maiores detalhes podem ser vistos na Tabela 3.1.

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

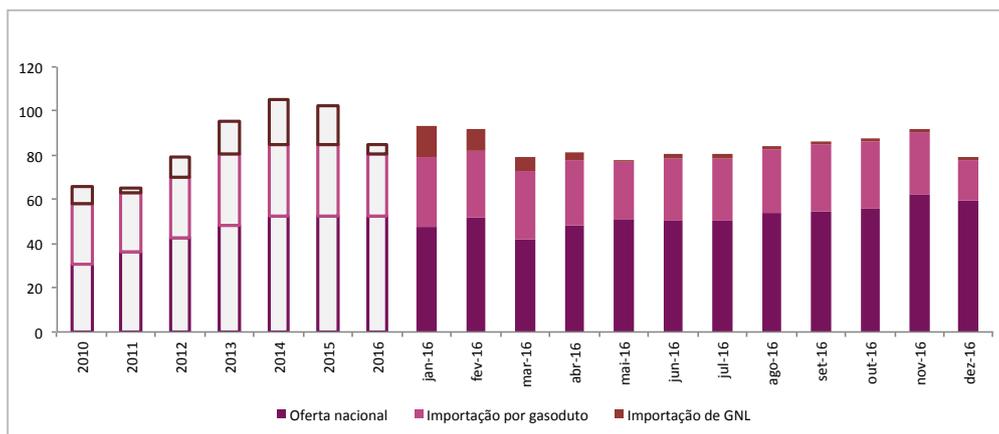
	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	12 meses	nov-16	dez-15
Produção Nacional	111,77	0,59%	11,32%		111,11	100,40
Oferta de gás nacional	59,62	-4,82%	14,32%		62,64	52,15
Importação	19,60	-32,97%	-54,03%		29,24	42,64
Consumo	77,03	-11,59%	-14,67%		87,13	90,27

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Analisando o Gráfico 3.1 podemos observar que, embora a oferta nacional tenha sofrido queda no mês de dezembro, ela ainda permanece maior do que a média ofertada no ano de 2016 e dos últimos anos. Em relação a importação houve uma queda brusca, sobretudo na importação por gasoduto,

que não só foi menor do que a importação dos últimos doze meses, como da média importada por gasoduto nos últimos seis anos. Essa queda pode ser explicada pela recente queda da demanda interna e pelo aumento da oferta nacional que vinha ocorrendo nos meses anteriores.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Enquanto a produção nacional se manteve estável, pudemos observar que no mês de dezembro a produção indisponível sofreu aumento de 7,61%, principalmente naquelas parcelas referentes a queima e reinjeção, que tiveram aumento de 13,58% e 10,09%, respectivamente.

Conseqüentemente pudemos observar um percentual mais baixo de oferta nacional em relação à produção bruta (53%). Como podemos notar na Tabela 3.2, o consumo interno em E&P sofreu aumento de 2,26%, registrando o volume mais alto dos últimos doze meses.

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

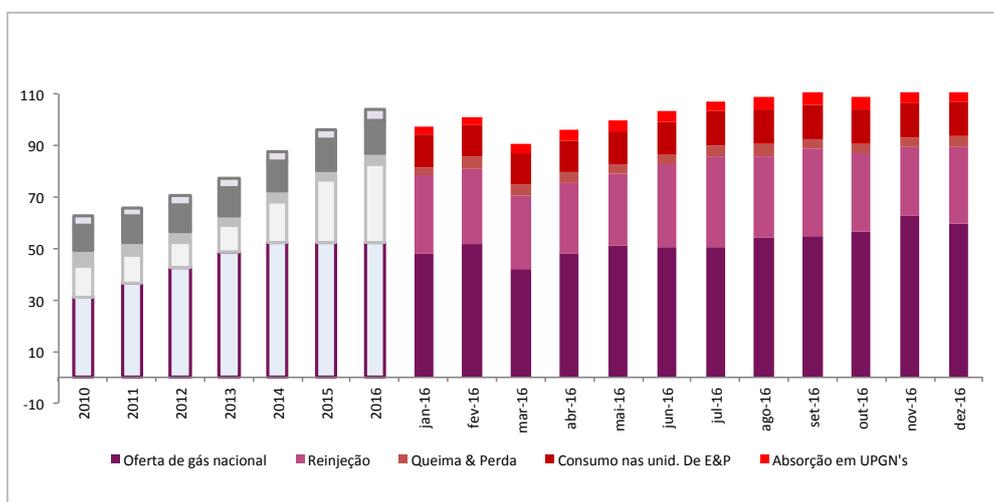
	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	12 meses	nov-16	dez-15
Prod. Nacional Bruta	111,77	0,59%	11,32%		111,11	100,40
Reinjeção	29,47	10,09%	1,66%		26,77	28,99
Queima	4,35	13,58%	28,32%		3,83	3,39
Consumo interno em E&P	13,58	2,26%	7,61%		13,28	12,62
Absorção em UPGN's	4,76	3,70%	30,41%		4,59	3,65
Subtotal	52,16	7,61%	7,21%		48,47	48,65
Oferta de gás nacional	59,62	-4,82%	14,32%		62,64	52,15
Ofert nacional/Prod. Bruta	53%	-5,38%	2,69%		56%	52%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Comprando as parcelas da produção nacional bruta no Gráfico 3.2, podemos ver que enquanto a oferta nacional teve crescimento ao longo ano, houve uma

oscilação nas perdas por reinjeção e por queima, e um crescimento nas perdas por consumo nas unidades de E&P.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

A forte queda na importação total comparada àquela registrada no mês anterior torna-se ainda mais expressiva quando comparamos com o volume importando neste mesmo período do ano anterior: a queda na importação

em relação ao mês de novembro de 2016 foi de 32,97% e em relação a dezembro de 2015 foi de 54,03%, ou 9,64 MMm³/dia e 23,04 MMm³/dia, respectivamente. Maiores detalhes podem ser verificados na Tabela 3.3.

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

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	12 meses	nov-16	dez-15
Gasoduto	18,20	-34,63%	-40,85%		27,84	30,77
GNL	1,40	0,00%	-88,21%		1,40	11,87
Total	19,60	-32,97%	-54,03%		29,24	42,64

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

Analisando o consumo de gás natural no mês de dezembro a partir da Tabela 3.4, podemos observar a queda considerável de seu volume total em 10,1 MMm³/dia quando comparamos com o consumo do mês anterior e de 13,24 MMm³/dia quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa grande queda

pode ser explicada pela diminuição da demanda para Geração Elétrica em relação ao mês de novembro, que foi de 26,17%, e pela diminuição da demanda pelo setor Industrial, que foi de 3,22%. O consumo do setor automotivo atingiu valor máximo dos últimos doze meses, com um montante de 5,46 MMm³/dia.

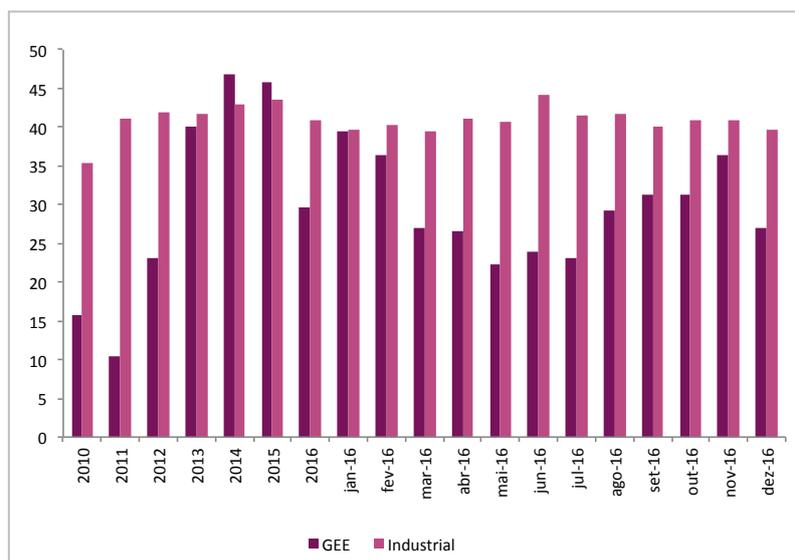
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	12 meses	nov-16	dez-15
Industrial	39,65	-3,22%	4,62%		40,97	37,90
Automotivo	5,46	6,43%	7,69%		5,13	5,07
Residencial	1,14	9,62%	17,53%		1,04	0,97
Comercial	0,87	7,41%	6,10%		0,81	0,82
GEE	26,94	-26,17%	-36,73%		36,49	42,58
Cogeração	2,46	12,33%	-14,88%		2,19	2,89
Total	77,03	-11,59%	-14,67%		87,13	90,27

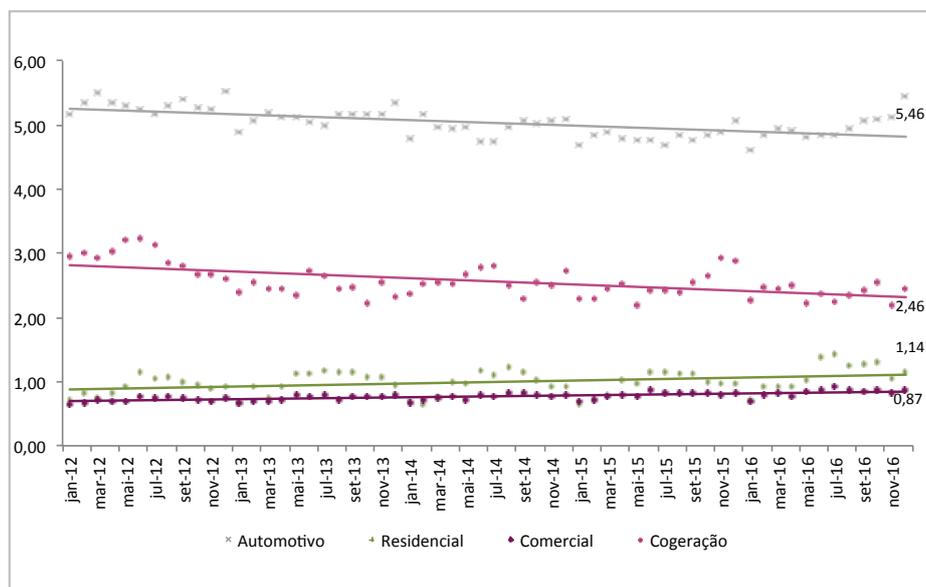
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

A forte queda do consumo de gás natural para Geração Elétrica pode ser observada no Gráfico 3.3. Comparado com o consumo do mês anterior e com a média desse consumo no ano de 2015, essa queda foi de 9,55 MMm³/dia e 18,96 MMm³/dia, respectivamente. Já em relação a tendência dos consumidores com

menor participação, o total consumido pelos setores Automotivo, Residencial e Comercial no mês de dezembro reforçou a tendência de crescimento do ano de 2016. Já em relação ao consumo de Cogeração, esse oscilou bastante ao longo de 2016, não deixando claro a tendência desse ano.

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

Em relação aos preços do gás natural no mercado internacional, como se pode ver na Tabela 3.5, somente o preço do gás no mercado japonês sofreu leve queda no mês de dezembro. O preço do Henry Hub sofreu expressivo aumento de 42,63% em relação ao mês anterior, alcançando o valor de 3,58 US\$/MMBTU, e o

preço no mercado europeu sofreu aumento de 11,22%, alcançando o valor de 5,50 US\$/MMBTU. Já no mercado nacional todos os preços sofreram aumento no mês de dezembro, sendo o aumento do preço do gás no city gate o mais significativo, de 2,52%. Os preços detalhados se encontram apresentados na Tabela 3.5.

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

	dez-16	dez-16/nov-16	dez-16/dez-15	12 meses	nov-16	dez-15	
Henry Hub	3,58	42,63%	82,45%		2,51	1,96	
Europa	5,50	11,22%	-11,33%		4,95	6,20	
Japão	7,10	-0,51%	-19,01%		7,14	8,77	
PPT *	4,05	0,45%	1,61%		4,03	3,99	
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)	No City Gate	6,26	2,52%	6,06%		6,11	5,91
	2.000 m³/dia **	13,25	0,36%	7,52%		13,21	12,33
	20.000 m³/dia **	11,71	0,42%	6,36%		11,66	11,01
	50.000 m³/dia **	11,35	0,43%	5,86%		11,30	10,72

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

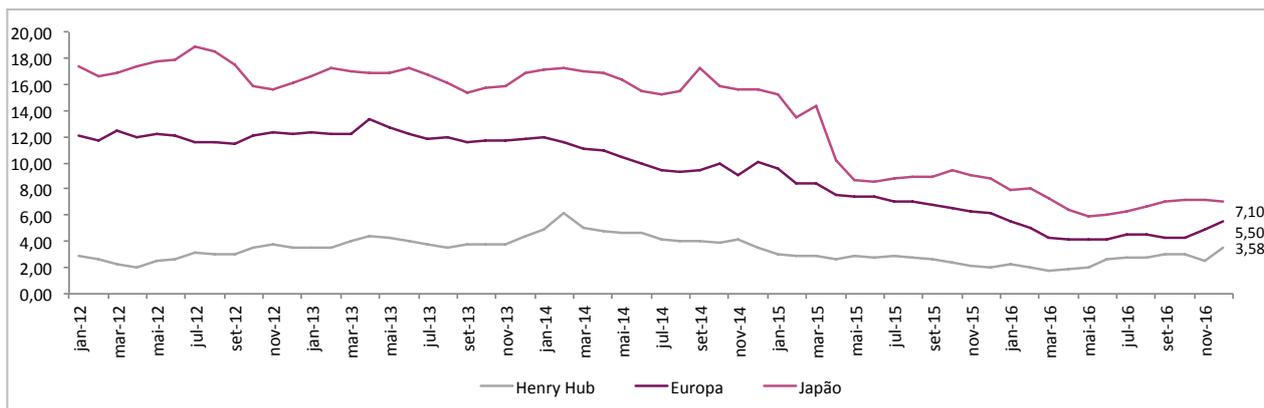
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

Em relação aos preços do gás natural no mercado internacional, podemos observar no Gráfico 3.5 uma leve tendência de crescimento em todos os três mercados a partir do mês de maio de 2016. Entretanto,

o patamar de preços nos mercados europeu e japonês estão consideravelmente mais baixos do que aquele patamar existente até início do ano de 2015.

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 Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	jan-17		jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16		
SE	44.186,00	68,86%	19,79%	-44,55%		36.885,00	78,59%	79.688,00	127,05%
S	11.668,00	157,60%	57,59%	-21,55%		7.404,00	99,11%	14.873,00	203,74%
NE	4.193,00	29,95%	-23,40%	-28,65%		5.474,00	54,07%	5.877,00	41,61%
N	4.280,00	24,38%	46,42%	-14,40%		2.923,00	49,66%	5.000,00	49,33%
Total	64.327,00	-	22,10%	-38,99%		52.686,00	-	105.438,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Natural Afluyente – ENA total, indicador que mensura a disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, aumentou 22,10% em relação ao mês anterior, como mostra a Tabela 4.1. Esse resultado se deve ao fato de estarmos na metade do período úmido do sistema. Excetuando a região NE, que recuou 23,40%, alcançando 29,95% da sua Média de Longo Termo – MLT, todas as demais

regiões elevaram: SE 19,79%, S 57,59% e N 46,42%. Cabe destacar o resultado de S que alcançou 157,60% de sua MLT. Já na comparação ano a ano, o resultado demonstrou que a disponibilidade hídrica do início de 2016 foi significativamente superior da ocorrida em 2017, com a ENA Total recuando 38,99%. Todas as regiões sofreram queda: SE 44,55%, S 21,55%, NE 28,65% e N 14,40%.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
SE/CO	38.968,01	8,80%	6,57%		35.817,75	36.566,19
S	11.856,98	6,52%	5,40%		11.131,74	11.249,29
NE	10.439,33	3,72%	8,67%		10.064,51	9.606,61
N	5.078,56	-2,98%	-1,24%		5.234,57	5.142,32
Total	66.342,88	6,58%	6,04%		62.248,57	62.564,41

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A carga de energia do SIN aumentou 6,58%, na comparação mensal (Tabela 4.2), provavelmente, pelo aumento da temperatura no mês de janeiro/17 em relação a dezembro/16 como sendo um dos fatores de impacto. N foi o único subsistema que reduziu, 2,98%. Os demais elevaram: SE/CO 8,80%,

S 6,52% e NE 3,72%. Em relação à comparação anual, a carga de energia total aumentou 6,04%, o que pode ser entendido como uma retomada da atividade econômica brasileira. N recuou 1,24% e os demais subsistemas elevaram: SE/CO 6,57%, S 5,40% e NE 8,67%.

c) Oferta

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

		jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
SE/CO	Hidráulica	24.669,44	10,53%	18,88%		22.319,61	20.752,37
	Nuclear	1.935,93	63,33%	-3,38%		1.185,28	2.003,55
	Térmica	3.007,78	-13,45%	-42,35%		3.475,38	5.217,23
	Total	29.613,15	9,76%	5,86%		26.980,27	27.973,15
S	Hidráulica	11.071,76	18,64%	-1,48%		9.332,12	11.238,15
	Térmica	739,71	-26,26%	-4,60%		1.003,08	775,34
	Eólica	504,99	1,11%	-5,66%		499,45	535,28
	Total	12.316,46	13,68%	-1,85%		10.834,65	12.548,77
NE	Hidráulica	2.299,68	-2,36%	-20,70%		2.355,16	2.899,81
	Térmica	2.695,83	20,73%	-16,22%		2.232,99	3.217,84
	Eólica	2.992,69	-3,96%	149,55%		3.116,22	1.199,24
	Total	7.988,20	3,68%	9,17%		7.704,37	7.316,89
N	Hidráulica	5.336,95	16,57%	83,73%		4.578,30	2.904,73
	Térmica	1.256,23	-28,97%	-37,32%		1.768,56	2.004,15
	Total	6.593,18	3,88%	34,31%		6.346,86	4.908,88
Itaipu	9.978,49	-3,59%	1,61%		10.350,25	9.819,98	
Total	Hidráulica	53.356,32	9,03%	12,06%		48.935,44	47.615,04
	Térmica	9.635,48	-0,31%	-27,10%		9.665,29	13.218,11
	Eólica	3.497,68	-3,26%	101,65%		3.615,67	1.734,52
	Total	66.489,48	6,87%	6,27%		62.216,40	62.567,67

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Acompanhando a tendência de alta na demanda, a geração de energia total também aumentou, 6,87%, como demonstra a Tabela 4.3. Com a elevação da disponibilidade hídrica no SIN (Tabela 4.1), a geração hidráulica pôde ser mais utilizada na operação do SIN, incrementando 9,03%. Com isso, algumas térmicas puderam ser desligadas, fazendo com que esse tipo de geração sofresse queda de 0,31%. As eólicas recuaram

3,26%, pelo período de maior geração eólica ser geralmente em outubro. Na comparação ano a ano, a geração total também aumentou, 6,27%. A geração hidráulica elevou 12,06%, devido à redução do estresse no SIN em comparação com anos operativos anteriores. As térmicas recuaram, significativamente, 27,10%, pela mesma razão. A geração eólica aumentou 101,65% pela entrada de novos parques no SIN.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16
S - SE/CO	312,87	218,07%	-75,86%		-264,98	1.296,23
Internacional - S	146,60	-556,41%	4410,77%		-32,12	3,25
N - NE	1.514,62	36,17%	-		1.112,29	0,00
N - SE/CO	0,00	-	100,00%		0,00	-233,44
SE/CO - NE	936,50	-24,94%	-59,10%		1.247,75	2.289,72

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

O subsistema S voltou a exportar energia para SE/CO alcançando 312,87 MWmed (Tabela 4.4). S ainda recebeu 146,60 MWmed a partir de outros países. SE/

CO exportou 936,50 MWmed (-24,94%) para NE, que por sua vez também importou 1514,62 MWmed a partir de N, incrementando 36,17%, para abastecer o seu mercado.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

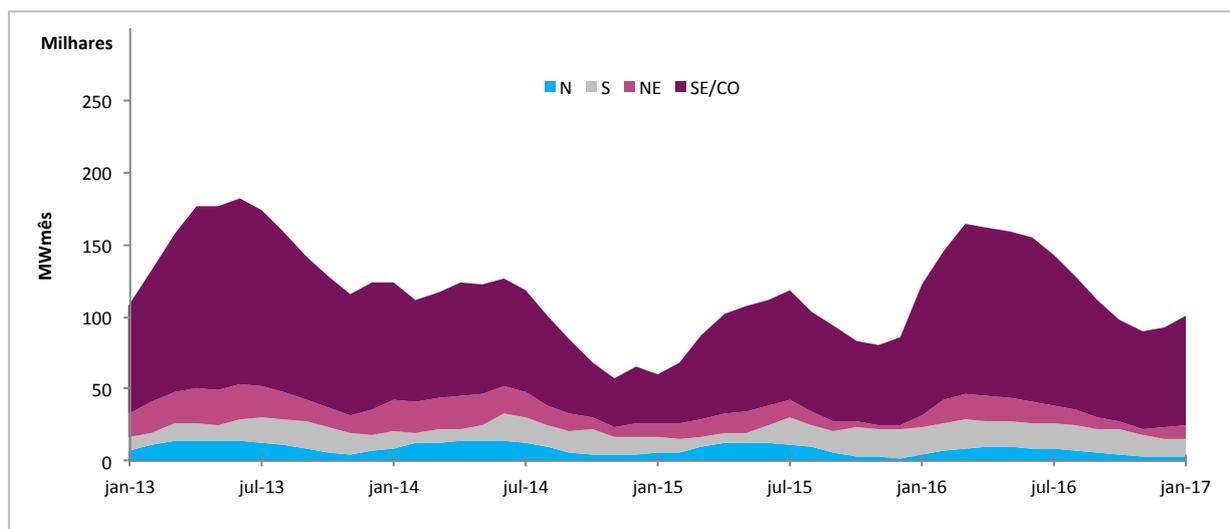
	jan-17	jan-17/dez-16	jan-17/jan-16	Tendências 12 meses	dez-16	jan-16			
SE/CO	76.137,00	37,44%	11,09%	-15,54%		68.536,00	33,72%	90.144,00	44,44%
S	12.064,00	60,45%	0,32%	-35,01%		12.026,00	60,26%	18.562,00	93,01%
NE	9.027,00	17,42%	5,88%	-1,00%		8.526,00	16,46%	9.118,00	17,60%
N	3.667,00	24,38%	28,98%	-19,16%		2.843,00	18,90%	4.536,00	30,16%
Total	100.895,00	34,77%	9,75%	-17,54%		91.931,00	31,70%	122.360,00	42,24%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com o aumento da disponibilidade hídrica no SIN (Tabela 4.1), a Energia Armazenada – EAR aumentou 9,75% na comparação mês a mês. Em todos os subsistemas houve aumento da EAR: SE/CO 11,09%, S 0,32%, NE 5,88% e N 28,98%. Cabe ressaltar que, mesmo com a redução da ENA, NE conseguiu aumentar o nível de armazenamento,

apesar de ainda estar em um estado delicado. Já em janeiro deste ano em comparação com o mesmo mês do ano passado, a EAR recuou, significativamente, 17,54%. Os reservatórios de todas os subsistemas reduziram: SE/CO 15,54%, S 35,01%, NE 1,00% e N 19,16%. O Gráfico 4.1 remete ao histórico de EAR no SIN por subsistema.

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)*

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
Hidráulica > 30MW	40.938,29	2,64%	0,95%		39.886,65	40.553,34
Térmica a Gás	6.140,64	2,96%	-8,03%		5.963,97	6.677,04
Térmica a Óleo	671,13	-17,34%	-61,00%		811,94	1.720,96
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	366,17	139,50%	-33,53%		152,89	550,85
Térmica a Carvão Mineral	1.606,19	32,90%	-4,77%		1.208,55	1.686,56
Térmica Nuclear	1.104,30	-40,62%	-39,19%		1.859,75	1.816,09
Total Térmica Convencional	9.888,43	-1,09%	-20,58%		9.997,10	12.451,50
Total Convencional	50.826,72	1,89%	-4,11%		49.883,76	53.004,85
Eólica	4.551,11	-5,85%	73,07%		4.834,03	2.629,59
Hidráulica CGH	86,01	18,13%	1,93%		72,81	84,39
Hidráulica PCH	2.411,96	21,77%	-0,16%		1.980,76	2.415,91
Térmica a Biomassa	3.297,11	-15,49%	10,57%		3.901,45	2.982,01
Total Alternativa	10.346,19	-4,10%	27,54%		10.789,05	8.111,89
Térmica - Outros	338,21	25,78%	-24,82%		268,89	449,87
Total	61.511,12	0,93%	-0,09%		60.941,70	61.566,61

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 novembro de 2016 foi de 61.511,12 MWmed. Apesar de ter se mostrado estável em relação a novembro de 2015, houve um aumento de 0,93% na comparação mensal.

A geração térmica convencional reduziu na comparação mensal (-1,09%) e na comparação anual (-20,58%). A queda brusca verificada na comparação anual foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-8,03%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-61,00%). Na comparação mensal, as térmicas a gás aumentaram sua geração respectivamente em 2,96%, ao passo que as térmicas a óleo geraram 17,34% a menos. A geração por térmicas nucleares caiu 40,62% na comparação mensal e 39,19% na comparação anual. Esta queda na geração nuclear pode ser explicada pelo fato de a Usina Angra 2 ter permanecido parada de 14 de novembro a 19 de

dezembro para reabastecimento de combustível e a realização de inspeções e manutenções periódicas.

A geração hidráulica aumentou 0,95% em relação a novembro de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve um aumento um pouco mais expressivo (+2,64%) na geração hidráulica, bem como na geração por PCHs (+21,77%) e CGHs (+18,13%). Na comparação anual, a geração das PCHs se manteve relativamente estável (-0,16%), enquanto as CGHs geraram a mais 1,93%.

A geração por fontes alternativas foi reduzida em 4,10% na comparação mensal, enquanto que na comparação anual aumentou 27,54%. A geração por térmicas à biomassa registrou aumento na comparação anual de 10,57%, mas queda na comparação mensal de 15,49%. O mesmo comportamento foi registrado no caso da geração eólica, que registrou queda de 5,85% na comparação mensal e aumento de 73,07% na comparação anual.

b) Demanda

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

		nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
Sistemas Isolados	Residencial	175,07	3,31%	-30,54%		169,45	252,03
	Industrial	16,15	-7,76%	-34,06%		17,51	24,49
	Comercial	61,01	2,10%	-40,55%		59,76	102,63
	Outros	101,13	8,23%	-15,25%		93,44	119,33
	Total	353,36	3,88%	-29,11%		340,15	498,49
N	Residencial	1.194,36	4,72%	4,09%		1.140,48	1.147,42
	Industrial	1.760,94	1,14%	0,74%		1.741,07	1.748,07
	Comercial	663,39	9,64%	16,69%		605,09	568,53
	Outros	507,03	2,95%	4,05%		492,49	487,27
	Total	4.125,72	3,68%	4,41%		3.979,13	3.951,29
NE	Residencial	2.822,40	7,76%	5,62%		2.619,06	2.672,18
	Industrial	2.544,85	3,12%	-2,42%		2.467,86	2.607,94
	Comercial	1.567,02	6,47%	2,45%		1.471,75	1.529,56
	Outros	1.760,92	5,15%	1,67%		1.674,73	1.732,01
	Total	8.695,19	5,61%	1,80%		8.233,40	8.541,68
SE/CO	Residencial	9.009,91	5,81%	-1,45%		8.515,11	9.142,88
	Industrial	11.300,91	3,25%	-0,40%		10.945,33	11.346,22
	Comercial	6.378,17	8,11%	-7,65%		5.899,66	6.906,37
	Outros	4.600,05	-0,27%	-3,83%		4.612,53	4.783,35
	Total	31.289,04	4,39%	-2,77%		29.972,62	32.178,82
S	Residencial	2.261,06	5,39%	0,93%		2.145,38	2.240,19
	Industrial	3.594,91	5,66%	0,38%		3.402,39	3.581,40
	Comercial	1.574,06	6,60%	-6,48%		1.476,59	1.683,17
	Outros	1.778,75	8,93%	5,55%		1.632,92	1.685,20
	Total	9.208,79	6,37%	0,20%		8.657,28	9.189,96
Total	Residencial	15.462,80	5,99%	0,05%		14.589,48	15.454,70
	Industrial	19.217,77	3,47%	-0,47%		18.574,15	19.308,12
	Comercial	10.243,66	7,68%	-5,07%		9.512,85	10.790,26
	Outros	8.747,87	2,84%	-0,67%		8.506,10	8.807,17
	Total	53.672,10	4,86%	-1,27%		51.182,58	54.360,24

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 novembro de 2016 foi de 53,672,10 MWmed. O consumo de energia apresentou crescimento na comparação mensal (+4,86%), apesar de queda na comparação anual (-1,27%). Todos os subsistemas aumentaram sua demanda de energia na comparação mensal. Na comparação anual, a queda foi impulsionada pela redução de 2,77% na demanda do subsistema SE/CO e de 29,11% nos sistemas isolados.

O consumo residencial no país, que representou 28,8% do consumo total, apesar de ter se mantido estável em relação ao mesmo mês do ano anterior, cresceu 5,99% na comparação mensal. Em todos os subsistemas, o setor residencial aumentou a sua demanda de energia na comparação mensal. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, enquanto o subsistema SE/CO e os sistemas isolados reduziram sua demanda em respectivamente

1,45% e 30,54%, os subsistemas N, NE e S apresentaram crescimento de 4,09%, 5,62% e 0,93%, respectivamente.

O consumo de energia do setor comercial aumentou 7,68% na comparação mensal, mesmo tendo registrado queda de 5,07% na comparação anual. Neste setor, foi registrado crescimento do consumo em relação ao mês anterior em todos os subsistemas. Na comparação anual, N e NE foram os únicos subsistemas que alavancaram o consumo de energia do setor comercial, crescendo respectivamente 16,69% e 2,45%.

A indústria também registrou crescimento de 3,47% no consumo de energia na comparação mensal e redução de 0,40% na comparação anual. O consumo da indústria aumentou em todos os subsistemas na comparação mensal, com exceção dos sistemas isolados em que caiu

7,76%. Na comparação anual, o consumo da indústria cresceu apenas em N (+0,74%) e S (+0,38%). Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV². Segundo este estudo, apesar de o Índice de Confiança da Indústria (ICI) ter caído 2,4 pontos entre outubro e novembro de 2016, passando de 88,1 para 85,7 pontos, o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) aumentou de 73,7% para 74%.

Por outro lado, o consumo industrial no mercado livre cresceu 3,07% em relação ao mês anterior e 24,65% com relação a outubro do ano anterior. Na comparação mensal, apenas o setor *Metalurgia e Produtos de Metal* apresentou quedas no consumo de energia. Na Comparação anual, houve aumento do consumo de energia de todos os setores, com exceção de *Extração de Minerais Metálicos e Transporte*.

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

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.359,74	-1,92%	13,95%		3.425,41	2.948,54
Químicos	1.744,98	0,03%	11,09%		1.744,38	1.570,74
Madeira, Papel e Celulose	1.156,87	3,89%	22,73%		1.113,57	942,62
Minerais Não Metálicos	1.085,19	2,44%	24,87%		1.059,37	869,07
Alimentícios	1.305,57	9,95%	53,16%		1.187,44	852,41
Manufaturados Diversos	1.213,97	6,72%	47,85%		1.137,48	821,07
Extração de Minerais Metálicos	746,69	1,93%	-10,06%		732,55	830,21
Serviços	834,29	9,04%	49,51%		765,13	558,02
Veículos	641,37	5,91%	30,65%		605,58	490,90
Têxteis	506,64	0,59%	28,83%		503,67	393,26
Comércio	516,11	14,32%	101,87%		451,47	255,66
Transporte	199,14	3,75%	1,93%		191,94	195,36
Bebidas	188,85	2,26%	21,32%		184,69	155,67
Saneamento	173,13	4,13%	61,85%		166,27	106,97
Telecomunicações	149,62	5,65%	52,55%		141,62	98,07
Total Geral	13.822,16	3,07%	24,65%		13.410,57	11.088,58

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 42.707,43 MWmed em novembro de 2016, o que representou crescimento de 3,34% na comparação mensal e de 0,83% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 52,533,66 MWmed, um valor muito próximo ao do mês anterior e 13,27% superior ao do mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 81,3%, registrando aumento de 3,31% no mês e queda de 10,99% no ano.

A liquidação financeira referente a novembro de 2016 foi realizada no mês de janeiro e movimentou R\$ 870 milhões dos R\$ 2,48 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 1,61 bilhão restante está relacionado com liminares de GSF do mercado livre ainda vigentes e R\$ 190 milhões representam outros valores em aberto da liquidação. Somados os montantes financeiros pagos das liquidações deste ano, o mercado de curto prazo liquidou 100% do montante de R\$ 2,48 bilhões referente à repactuação do risco hidrológico (GSF - Generator Scaling Factor).

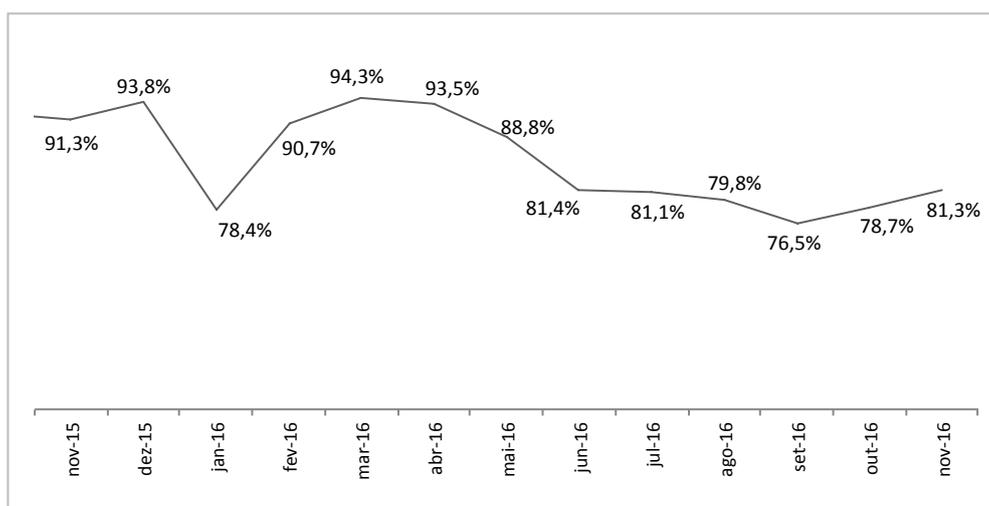
² IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Outubro/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
Energia Gerada (MWmed)	42.707,43	3,34%	0,83%		41.328,13	42.357,08
Garantia Física (MWmed)	52.533,66	0,03%	13,27%		52.518,75	46.379,19
Geração/Garantia Física	0,813	3,31%	-10,99%		0,787	0,913

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 novembro de 2016, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou redução de 17,21% em todos os subsistemas, alcançando o patamar de R\$166,05/MWh.

Na comparação anual, todos apresentaram quedas. SE/CO teve redução de 23,50%, S de 16,68%, NE de 43,54% e N de 39,75%.

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

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
SE/CO	166,05	-17,21%	-23,50%		200,57	217,05
S	166,05	-17,21%	-16,68%		200,57	199,30
NE	166,05	-17,21%	-43,54%		200,57	294,11
N	166,05	-17,21%	-39,75%		200,57	275,60

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

Ao longo do período, ocorreu a quarta revisão tarifária periódica da Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A (EBO). As 207 mil unidades consumidoras localizadas em Campina Grande e outras cinco cidades do interior da Paraíba tiveram suas tarifas aumentadas em 0,43%, sendo 5,44% de aumento para a alta tensão e redução de 1,97% para a baixa tensão. Os percentuais de revisão tarifária entraram em vigor a partir do dia 4 de fevereiro de 2017.

e) Leilões

Foi republicado o edital da segunda etapa do Leilão nº2/2016 que visa contratação de energia elétrica nos Sistemas Isolados para atendimento aos mercados da concessionária Eletrobras Distribuição Amazonas. O novo edital traz como novidade a possibilidade de que o ganho correspondente seja compartilhado na proporção de 70% para o vendedor e 30% para o comprador, se houver redução do Preço de Referência contratado a ser apurada com base em valores regulatórios estabelecidos em ato normativo da ANEEL. Espera-se que este sinal econômico incentive a adição de fontes renováveis, deslocando o consumo, parcial ou total, de óleo diesel previsto na implantação de Projeto de Referência ou de Projeto Alternativo. De resto, os Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESI) poderão alcançar o valor global máximo de R\$ 18,5 bilhões. Serão ofertados seis lotes distribuídos em 55 localidades para atender os mercados da Eletrobras Distribuição Amazonas com potência instalada de 290,96 MW (megawatts) e energia anual requerida de 1,122 milhão MWh (megawatt-hora). O leilão está previsto para ser realizado em 23/03/2017 em Manaus.

Já, os próximos reajustes tarifários estão previstos apenas para o mês de março. O reajuste da concessionária Ampla é esperado para o dia 15 de março, enquanto os das concessionárias CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista estão anunciados para o dia 22 de março.

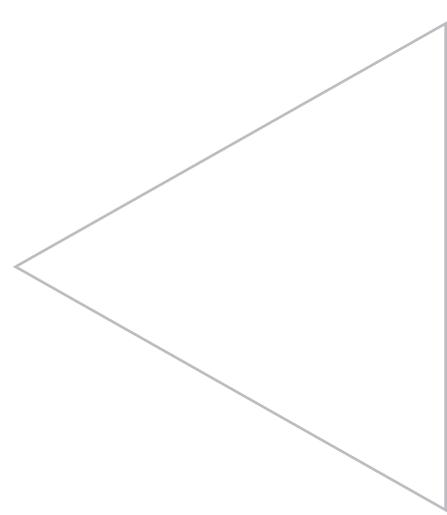
Adicionalmente, foi homologado o resultado do leilão de geração Nº 07/2016 - "A-1" realizado no dia 23 de dezembro de 2016, com o objetivo de contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração já existentes. No leilão, foram negociados contratos por quantidade, com início do suprimento em 1º de janeiro de 2017 e término em 31 de dezembro de 2018. O certame possibilitou a contratação de energia existente ao preço médio de R\$ 118,15 por MWh (reais por megawatt-hora), o que representou um deságio de 1,54% em relação ao preço inicial do certame. O leilão propiciou a contratação de 367.920 megawatt-hora (MWh) de energia.

Por fim, no dia 31 de janeiro, foi aprovada a transferência de controle societário direto da CELG Distribuição S.A (CELG- D), das Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás para a Enel Brasil. A distribuidora goiana foi arrematada pela Enel Brasil em leilão de privatização realizado pelo Governo Federal em 30 de novembro de 2016. O processo de transferência deve ser finalizado em 120 dias, após recebimento de documentação e assinatura do sexto termo aditivo ao contrato de concessão da distribuidora.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural	Objeto	ANP - Audiência Pública nº 24/2016	
	Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que regulamenta o Padrão ANP3, que estabelece a forma e os procedimentos gerais para a entrega de dados geoquímicos à ANP	
	Etapas	Data	
	Audiência Pública	24/02/17	
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 01/2017	
	Descrição	Obter subsídios para a redação final da Resolução que aprova os Regulamentos Técnicos dos Planos de Desenvolvimento que define os conteúdos e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação dos Planos de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural de Grande Produção e de Pequena Produção.	
	Etapas	Data	
	Consulta Pública	Até 25/02/2017	
	Audiência Pública	27/03/17	
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 02/2017	
	Descrição	Divulgar a proposta de alteração da Resolução ANP nº 52, de 29 de dezembro de 2010 - que estabelece a especificação dos Combustíveis Aquavírios e as obrigações a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo território nacional.	
	Etapas	Data	
	Consulta Pública	Até 06/03/2017	
	Audiência Pública	20/03/17	
	Objeto	ANP - Consulta e Audiência Pública nº 03/2017	
	Descrição	Recolher subsídios para a edição de ato regulatório que decidirá sobre pedido apresentado pela Petrobras S.A., na condição de Operadora do Consórcio Libra, de isenção de cumprimento de conteúdo local da Unidade Estacionária de Produção – UEP Piloto de Libra.	
	Etapas	Data	
	Consulta Pública	Até 13/03/2017	
	Audiência Pública	30/03/17	
	Objeto	ANP - 4ª rodada de acumulações marginais	
Descrição	Outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de reabilitação e produção de petróleo e gás natural em áreas inativas com acumulações marginais, nos termos da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 12.351/10 e da Resolução ANP nº 18/2015		
Etapas	Data		
Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão	19/01/17		
Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação	03/02/17		
Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/04/17		
Sessão pública de apresentação das ofertas	11/05/17		
Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora)	12/05 a 22/05/2017		
Adjudicação do objeto e homologação da licitação	Até 20/07/2017		
Data-limite para apresentação das garantias de oferta	11/04/17		
Prazo para entrega dos seguintes documentos: (1) de assinatura dos contratos de concessão; e (2) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso	21/07 a 31/07/2017		
Prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante	21/07 a 22/08/2017		
Assinatura dos contratos de concessão	Até 31/08/2017		
Objeto	MME - Consulta Pública nº 26		
Descrição	RenovaBio - Diretrizes Estratégicas para Bicomcombustíveis: Consulta Pública dos objetivos, valores e diretrizes estratégicas do programa RenovaBio.		
Etapas	Data		
Consulta Pública	Até 20/03/2017		
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 13/2016	
	Descrição	Obter subsídios para a proposta de aprimoramento da metodologia de Avaliação da Gestão Associada de Serviços Públicos.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 01/03/2017	
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 15/2016	
	Descrição	Obter contribuições acerca da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, em especial sobre os custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 03/04/2017	
	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 01/2017	
	Descrição	Obter subsídios para discussão conceitual sobre a alocação das exposições residuais, conforme requerimento administrativo da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Apine.	
	Etapas	Data	
	Prazo limite para colaboração	Até 20/02/2017	
Objeto	MME - Consulta Pública nº 25		
Descrição	Regulamentação Específica do Programa de Metas para Motores Elétricos Trifásicos de Indução Rotor Gaiola de Esquilo no qual estabelece valores mínimos de rendimentos nominais no âmbito do CGIEE		
Etapas	Data		
Consulta Pública	Até 08/03/2017		
Objeto	MME - Consulta Pública nº 28		
Descrição	Regulamentação específica de índices mínimos de eficiência energética de ventiladores de teto		
Etapas	Data		
Consulta Pública	Até 20/03/2017		



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura
Tel.: +55 21 3799 6100
fgv.br/energia

Mantenedores Premium (Elite) da FGV Energia:



Mantenedores Master da FGV Energia:

