

BOLETIM DE CONJUNTURA DO SETOR ENERGÉTICO

DEZEMBRO • 2016

12

OPINIÃO

Samy Dana

Projetos de modernização de iluminação pública por PPPs: redução de custos para os municípios, eficiência para a sociedade e motor para a economia

Nelson Luiz Costa Silva

Por uma política industrial que induza a competitividade internacional da indústria local

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

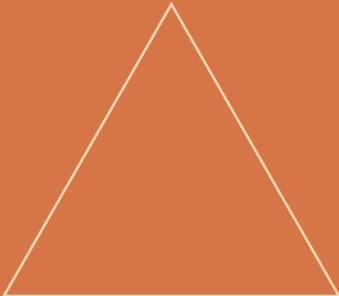
Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

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



SUMÁRIO

▷ Opinião	
Projetos de modernização de iluminação pública por PPPs: redução de custos para os municípios, eficiência para a sociedade e motor para a economia	04
Por uma política industrial que induza a competitividade internacional da indústria local	06
▷ Precisamos falar sobre Donald Trump – o que esperar de seu governo em matéria de política energética?.....	11
▷ Petróleo.....	14
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	14
Derivados do Petróleo	17
▷ Gás Natural.....	19
Produção e Importação	19
Consumo.....	21
Preços	23
▷ Setor Elétrico.....	25
▷ Mundo Físico	
Disponibilidade.....	25
Demanda	26
Oferta.....	26
Intercâmbio de Energia Elétrica	27
Estoque	27
▷ Mundo Contratual	
Oferta.....	29
Demanda	30
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	31
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	32
Tarifas de Energia Elétrica.....	33
Leilões.....	34
▷ Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	35



OPINIÃO

PROJETOS DE MODERNIZAÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA POR PPPS: REDUÇÃO DE CUSTOS PARA OS MUNICÍPIOS, EFICIÊNCIA PARA A SOCIEDADE E MOTOR PARA A ECONOMIA

Samy Dana

Professor da Fundação Getúlio Vargas,

No supermercado, o valor cobrado por uma lâmpada de LED é bem superior ao preço das lâmpadas convencionais incandescentes ou fluorescentes. A diferença assusta o consumidor final, que vem deixando a iluminação convencional ao longo dos anos, mas ao custo de muita resistência. De fato, o investimento que é feito com a compra da lâmpada mais eficiente mostra seu retorno

em função da alta durabilidade da tecnologia e do menor consumo de energia elétrica residencial.

Eficiência energética nada mais é do que a relação entre a quantidade de energia empregada para realizar uma atividade e a energia que, de fato, é disponibilizada. No caso da iluminação doméstica, por exemplo, a conta de luz chega muito mais barata porque uma lâmpada de LED de 7W tem o mesmo potencial de iluminação de uma incandescente de 60W, ou seja, são 53W economizados por hora e uma economia de quase 90%, segundo informações da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Abesco). Além disso, a vida útil também é bem maior. As lâmpadas de LED duram aproximadamente 25 vezes mais do que as lâmpadas incandescentes e três vezes mais do que as lâmpadas fluorescentes.

E se em casa é possível economizar tanto com a troca pelas lâmpadas eficientes, imagine o impacto dessa economia no País como um todo. Em tempos de crise econômica e escassez de recursos, é preciso pensar em alternativas eficientes a longo prazo, que auxiliem os governos na tarefa de gastar menos e que sejam benéficas ao meio ambiente. Neste sentido, uma alternativa, que surge como solução, são as Parcerias Público-Privadas - PPPs.

Em 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) estabeleceu, por meio de resolução, que a responsabilidade pela iluminação pública passa a ser dos governos municipais. Naquele período, houve muita polêmica justamente pela falta de recursos de muitas prefeituras - mas a resolução entrou em vigor. Neste sentido, as PPPs merecem uma atenção especial por parte dos municípios com dificuldades de recursos, tendo em vista que o modelo, quando bem estruturado, é menos dispendioso e mais eficiente.

De acordo com informações do Observatório das Parcerias Público-Privadas, somente com iluminação pública, os principais municípios do Brasil consomem mensalmente o equivalente a uma turbina da Usina de Itaipu. Além disso, o mesmo observatório defende que o modelo de iluminação pública atual é totalmente defasado. De um modo geral, as lâmpadas funcionam à base de vapor de sódio e mercúrio, combinação altamente nociva para o meio ambiente. A troca pelas lâmpadas de LED é benéfica porque representa ganho em vida útil em relação às de mercúrio e vapor de sódio, além da economia de energia.

De um modo geral, quando o poder público arca com a totalidade dos custos da iluminação pública, é preciso investir em obras, o município fica 100% responsável por todo o custeio do projeto e implementação - e esses custos podem acabar variando -, ou seja, o risco para os cofres municipais é significativo.

Com a PPP, por outro lado, o poder público tem a possibilidade de compartilhar os riscos de um grande projeto com o parceiro do setor privado. Além disso, há a vantagem do projeto e a implantação serem desenvolvidos por gestores especializados, com uso de tecnologia mais avançada e, conseqüentemente, prestação de serviço mais eficiente. O investimento feito ao longo do tempo é amortizado com infraestrutura - o que representa menor desembolso por parte dos governos no curto prazo. De um modo geral, o custo é menor, os resultados tendem a ser melhores e a surgirem com mais rapidez do que se estivessem somente sob a responsabilidade dos municípios.

Em Belo Horizonte, por exemplo, toda a iluminação pública da capital será refeita por meio de uma PPP executada por quatro empresas. Neste ano está sendo feito o trabalho de

mapeamento das 178 mil lâmpadas da cidade, sendo que a troca está prevista para começar no primeiro trimestre do ano que vem. A estimativa da prefeitura é de que a reposição completa por lâmpadas de LED seja concluída em um prazo de cinco anos. De um modo geral, a estimativa é de que haja uma economia de 45% para o município.

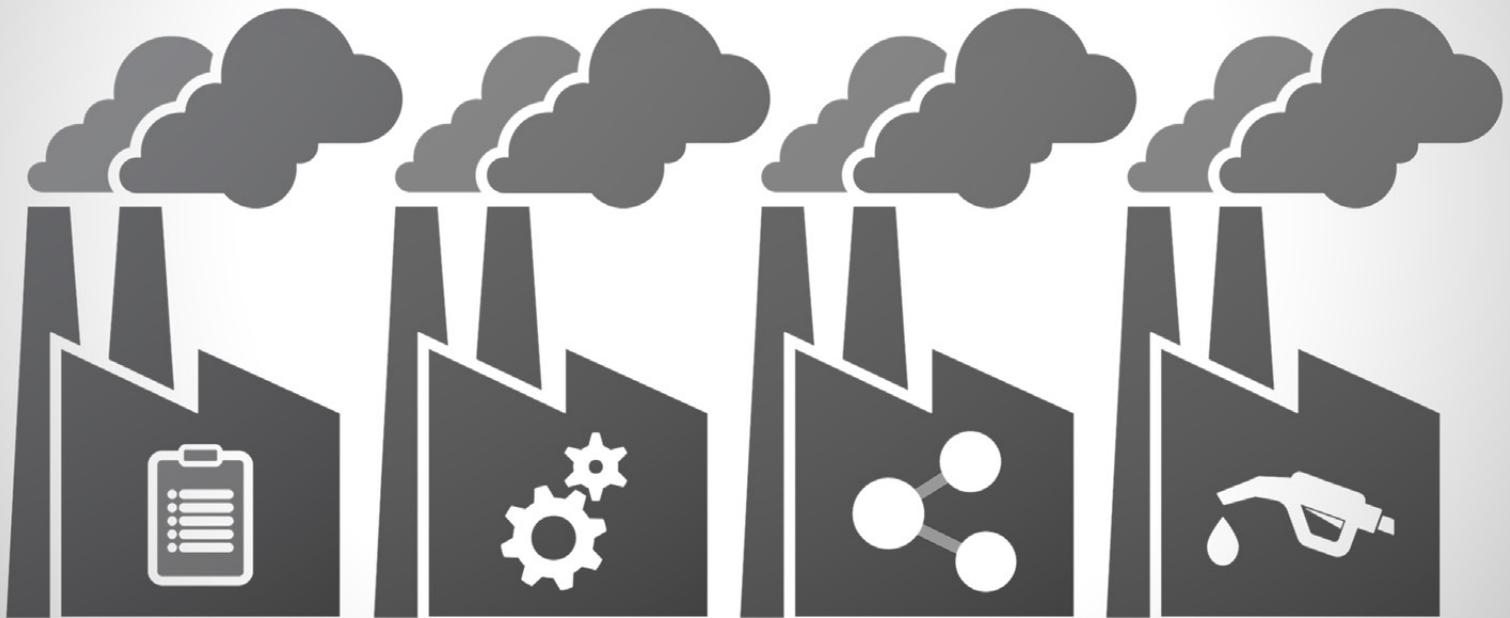
Campos dos Goytacazes, no interior do Rio de Janeiro, é outro município que adotou o modelo e vem sendo tomado como exemplo por outras cidades. Além dos fatores já citados, as lâmpadas de LED podem representar mais segurança para a população. Elas iluminam um perímetro maior em relação às outras lâmpadas e os postes podem ser equipados com um sistema inteligente de monitoramento. Cada vez que uma lâmpada estiver com defeito, um alerta automático é enviado para uma central para que os reparos sejam feitos.

Por fim, não podemos negar o potencial que essas PPPs também têm para gerar um círculo virtuoso de crescimento no País. São projetos de longo prazo, sólidos e com potencial para trazer vultosos investimentos de grandes empresas nacionais e estrangeiras. Ao mesmo tempo em que os investimentos surgem, a sociedade ganha em eficiência de consumo, o meio ambiente agradece e os municípios gastam menos.

Samy Dana é professor da Fundação Getúlio Vargas, comentarista do programa Conta Corrente (Globo News) e do telejornal Hora 1 (rede Globo). É também colunista do Portal G1 de notícias, da Época Negócios e da Rádio Globo. Possui mestrado em economia e doutorado em administração, além de ser Ph.D. em Business.



Samy possui mais de 15 anos de experiência em consultorias e apresentação de palestras. É autor de vários livros ligados a finanças, economia e negócios. Entre os mais conhecidos estão as obras "Seu Bolso", "Em busca do Tesouro Direto" e "Finanças Femininas".



POR UMA POLÍTICA INDUSTRIAL QUE INDUZA A COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA LOCAL

Nelson Luiz Costa Silva

Diretor de Estratégia, Organização e Sistemas de Gestão da Petrobras

No período mais recente, muito tem se debatido sobre a efetividade da política de conteúdo local (CL) que incide sobre as empresas que atuam na atividade de extração de petróleo e gás natural, definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e regulada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Uma boa política de CL tem como objetivos principais o estímulo ao desenvolvimento de uma base produtiva

diversificada e competitiva internacionalmente e elevação do nível de emprego local, bem como a geração interna de capacidade técnica e conhecimento, pilares importantes para o crescimento econômico e desenvolvimento do país. Para as empresas sobre as quais incide a política, além dos benefícios esperados por atuarem em um ambiente econômico de maior crescimento, haveria a ampliação da base de fornecedores locais, desde que sejam efetivamente competitivos. Podemos destacar a maior facilidade no acesso aos serviços de treinamento, manutenção e assistência técnica devido à proximidade e idioma, além de um menor risco cambial na medida em que se reduz os pagamentos em moeda estrangeira.

Há, no entanto, diferentes formas de aplicação desta política, e o alcance de seus propósitos está fortemente condicionado ao modelo selecionado, o que necessariamente envolve a consolidação de uma política industrial ampla que defina aspectos como incentivos com prazo de vigência, níveis objetivos de medição, metodologias de cálculo, comprovação do CL, utilização (ou não) do percentual de CL ofertado pelas empresas em leilões como critério de seleção, entre outros.

No Brasil, embora a referida política de CL exista desde o final dos anos 90, nos restringiremos neste espaço à discussão de aspectos relativos ao modelo atual, vigente, sem grandes modificações desde a 7ª rodada de licitação dos blocos e campos de produção de petróleo e gás em 2005.

Vale lembrar que até 2010 havia um único marco regulatório referente ao modelo de concessão. A partir de 2010 foram introduzidos a chamada cessão onerosa e o modelo de partilha, ambos restritos a áreas do pré-sal. Embora a política também recaia sobre estes novos modelos, os percentuais de CL requeridos nestes casos são pré-definidos nos contratos. Já na concessão, os requisitos (mínimo e máximo) de conteúdo são definidos

em edital e as empresas interessadas incluem nas propostas suas respectivas ofertas. A grande maioria dos pontos tratados a seguir sobre a política em questão é válida para todos os modelos.

A medição do CL segue a lógica *bottom-up* (de baixo para cima), orientado pelas listas de bens e serviços definidas pela ANP, sendo uma destinada à cada etapa básica do projeto (fase exploratória e desenvolvimento da produção). A unidade básica de medição do CL refere-se aos chamados subitens da lista. A agregação de subitens consolida os itens, cujas agregações formam os sistemas/subsistemas, sendo estes últimos as partes integrantes de cada uma das referidas etapas do projeto.

Exemplo de uma das listas de bens e serviços do subsistema Unidade Estacionária de Produção (UEP) da etapa de Desenvolvimento da Produção

Subsistema	Item		Conteúdo Local mínimo item (%)
UEP	Casco	Engenharia básica	90
		Engenharia de Detalhamento	90
		Gerenciamento	90
		Construção e Montagem	75
		Comissionamento	90
		Sistemas e Equipamentos	40
		Sistemas Navais	50
		Materiais	80
	Plantas	Engenharia básica	90
		Engenharia de Detalhamento	90
		Gerenciamento	90
		Construção e Montagem	75
		Comissionamento	90
		Sistemas e Equipamentos	57
		Materiais	80
	Instalação e Integração de Módulos	Engenharia básica	90
		Engenharia de Detalhamento	90
		Gerenciamento	80
		Construção e Montagem	75
		Meios Navais	10
		Comissionamento	75
		Materiais	75
	Ancoragem	Pré-Instal. e Hook-up das linhas	40
Sistemas de Ancoragem		85	

Apenas nos blocos licitados por meio do modelo de concessão são estipulados nos editais percentuais mínimos e máximos de CL para cada um dos subitens. Somando os subitens correspondentes, ficam também definidos os percentuais mínimos e máximos de CL para os níveis mais agregados, tomando como referência os pesos relativos das partes no valor monetário total do projeto (em R\$) e suas respectivas exigências de CL. Ao final, consolidando as duas etapas obtemos o chamado percentual global de CL do projeto.

A metodologia de cálculo do CL dos bens se baseia na identificação da participação percentual do valor dos insumos importados (em R\$ somando-se os impostos de importação e excluindo-se o ICMS e IPI) no preço de venda do bem (em R\$), também excluídos IPI e ICMS. A subtração desta proporção do valor unitário resulta no índice de CL (em %). No caso do cálculo do CL nos serviços, prevaleceu o peso dos gastos (em R\$) com a mão de obra local em relação ao total necessário (em R\$), também denominado de Índice de Custo de Utilização de Mão de Obra Local em Serviços (ILS).

A aferição do CL passou a ser de responsabilidade de certificadoras credenciadas junto à ANP. A contratação das certificadoras fica a cargo dos fornecedores dos bens e serviços, que proveem os certificados para as empresas petroleiras, as quais finalmente reportam os índices auferidos para a ANP.

No processo licitatório no modelo de concessão, o CL apresentado nas propostas corresponde a um dos três critérios de avaliação utilizados na definição dos vencedores da licitação, ou seja, quanto maior o CL oferecido, maior é a pontuação da empresa. Além do CL, os outros dois critérios são o Programa Exploratório Mínimo (PEM) e o Bônus de Assinatura. O não cumprimento do CL prometido acarreta a aplicação de multas impostas pela ANP, cujos valores são proporcionais à magnitude da não realização do índice previamente contratado.

Feita esta breve descrição das principais características da política de CL aplicada à atividade de extração de petróleo e gás vigente, destacaremos algumas de suas fragilidades, que, em última instância, vêm impedindo a concretização dos benefícios pretendidos.

A despeito de uma metodologia simples, na prática, sua implementação tem se mostrado bastante complexa, com elevado nível de burocratização nos processos de certificação e comprovação dos índices de CL. Como já mencionado, a avaliação do CL deve ser feita com base em uma lista de equipamentos e serviços definidas pela ANP, partindo dos subitens até chegar ao CL global do projeto. A aplicação dessa abordagem de CL baseada em itens e subitens desfavorece, por exemplo, a construção local de módulos completos de 'topside' de um FPSO de forma competitiva.

Uma séria distorção da regra diz respeito à falta de flexibilidade na medição/cumprimento do conteúdo local nos itens/subitens vis-à-vis a exigência de conteúdo local global do projeto. Um problema bastante comum enfrentado pelas empresas petroleiras esteve associado ao fato de que a desagregação do valor monetário do projeto entre suas distintas partes tome como referência os preços dos bens e serviços referentes à época de definição das licitações e/ou dos contratos. Dessa forma, oscilações nos preços dos componentes do projeto são capazes de alterar substancialmente sua estrutura de valor e os pesos relativos de seus componentes. No caso de aumentos expressivos no preço de determinado item entre a primeira desagregação do projeto e a medição definitiva do CL (ocorrida apenas quando o ativo entra em operação), ainda que a empresa cumpra o CL requerido no referido item, é possível que não atinja o índice global.

Vale ressaltar que mais recentemente houve avanços importantes neste tema. A resolução ANP 20/2016 criou um novo mecanismo para "neutralizar" as variações que possam ocorrer nos pesos relativos dos itens/subitens estimados inicialmente. Com isso, o objetivo é eliminar, ou ao menos reduzir, a possibilidade de multa referente ao cumprimento do conteúdo local global nos casos em que as exigências nos itens/subitens são alcançadas e alterações significativas na estrutura de valor do projeto inviabilizem o alcance do CL global exigido. Apesar deste avanço, podemos mencionar outras fragilidades que tornam a aplicação da regra ainda pouco flexível. A regra atual ainda possibilita que as empresas cumpram, ou mesmo superem, o nível exigido ou mínimo de CL medido em termos dos valores globais, mas mesmo assim sofram punição. Isto porque uma empresa pode

não cumprir o percentual definido para algum item ou subitem do projeto, mas ao mesmo tempo compensar em outros atingindo níveis de CL acima do que havia sido previamente acordado. A baixa flexibilidade da política decorre também da falta de incentivos às empresas se empenharem em ações que visem a elevação do CL no país, cujos resultados são de mais longa maturação, tais como incentivos para o desenvolvimento de fornecedores, atração de novos investimentos para o país, além da participação no financiamento de programas de qualificação de mão de obra. As condenações da própria Petrobras ao pagamento de multas pela ANP, a despeito de seu forte engajamento em diversas destas ações, explicitam um caráter estritamente punitivo da política em análise.

Outra importante fragilidade diz respeito à definição, em muitos casos, de percentuais requeridos de CL sem os devidos estudos mais aprofundados sobre a real capacidade (efetiva e potencial) competitiva dos fornecedores nacionais. Percentuais irrealistas baseados em avaliações empíricas de associações de classe, conjugados ao caráter excessivamente punitivo, podem desestimular investimentos, exatamente o oposto do desejado pela política. Ademais, na medida em que não são definidas contrapartidas claras a serem exigidas dos fornecedores beneficiados com a política, abre-se espaço para o surgimento de “reservas de mercado”, a partir das quais os custos de bens e serviços nacionais ficam sistematicamente acima dos custos de seus pares internacionais.

Dessa forma, podemos concluir que a política não logrou gerar os incentivos adequados para a consolidação de uma efetiva “curva de aprendizado”, a partir da qual, ainda que houvesse um *gap* inicial positivo entre os custos domésticos e internacionais, propiciasse, ao longo do tempo, o fechamento desta lacuna. A realidade é que com mais de uma década de funcionamento da política, não houve avanços expressivos na competitividade dos fornecedores nacionais. Vale frisar que parte importante da explicação para uma lenta curva de aprendizado, em particular nos estaleiros nacionais, diz respeito à ampla diferença de produtividade que amplia os prazos e os custos de produção no país.

Tais fragilidades devem orientar as discussões sobre os necessários aprimoramentos na política de CL, que, em grande medida, já vêm sendo discutidos no âmbito do chamado “Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e Aprimoramento dos Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural” (PEDEFOR). Neste sentido, gostaríamos de sugerir alguns pontos de reflexão, não exaustivos, a serem considerados em uma necessária revisão da política:

- 1) **Atrelar a política de CL a uma política industrial ampla:** atrelando incentivos a indicadores e métricas que possam mensurar os resultados dentro de prazos pré-estabelecidos para que a indústria seja competitiva a nível internacional.
- 2) **Menor grau de detalhamento da lista de bens e serviços na exigência de CL mínimo:** a decomposição do ativo em um menor número de itens reduz a complexidade e a burocracia do processo.
- 3) **Definição de percentuais de CL mais aderente à realidade econômica brasileira:** estudos e análises mais aprofundadas sobre a real capacidade (efetiva e potencial) das atividades envolvidas direta ou indiretamente na cadeia produtiva de petróleo e gás, fundamentando os percentuais exigidos de CL.
- 4) **Maior seletividade na definição de níveis de CL de modo a não prejudicar segmentos já competitivos:** a definição indiscriminada de CL obrigatório para todo e qualquer ativo da indústria poderia ser revista. A política deve se preocupar com os possíveis efeitos negativos em cascata, propagados em toda a cadeia produtiva, decorrentes de atrasos na produção de determinados ativos em função das exigências de CL, os quais acabam comprometendo o fluxo de produção de petróleo e gás e a geração de caixa das empresas. Estes efeitos ocorreram no país e foram capazes de prejudicar fornecedores nacionais que antes mesmo do estabelecimento da política já eram globalmente competitivos.
- 5) **Retirada do percentual de CL ofertado pelas empresas como integrante do critério de seleção dos vencedores**

dos leilões: com isso, reduz-se a possibilidade de empresas oferecerem percentuais com base em uma expectativa de desenvolvimento da capacidade de atendimento do mercado, que devido aos problemas já mencionados para o avanço da competitividade dos fornecedores locais, muitas vezes, não se traduz em capacidade efetiva de suprimento.

- 6) **Maior flexibilidade da política:** abertura de novas possibilidades de cumprimento do CL requerido e de se evitar a cobrança de multas por meio de ações compensatórias, reduzindo seu caráter estritamente punitivo.
- 7) **Contrapartidas dos fornecedores:** acompanhamento da curva de aprendizado dos fornecedores beneficiados pela política, com redução progressiva

ao longo do tempo dos percentuais requeridos de CL, sendo estipulados prazos para que possam estar operando de forma internacionalmente competitiva. O objetivo é que em algum momento possamos prescindir de uma política de CL. Esta medida é de fundamental importância para que a política de CL contribua para um maior avanço tecnológico no país.

A Petrobras apoia uma política industrial que leve ao fortalecimento de um ambiente sustentável e internacionalmente competitivo, por entender também que sua enorme escala de atuação no Brasil será fortemente beneficiada. Assim, acreditamos que estas mudanças no modelo de funcionamento da política são indispensáveis para que os benefícios para o país e para as empresas possam ser finalmente alcançados e preservados de forma duradoura.

Nelson é o diretor responsável pela estratégia, organização e sistemas de gestão da Petrobras desde agosto de 2016.

Nelson tem uma carreira de mais de 40 anos, 25 dos quais residindo no México, Bélgica, Japão, Argentina, França e Inglaterra. Anteriormente, Nelson ocupou o cargo de Presidente na BG Brasil. Também ocupou o cargo de Presidente mundial da BHPB Alumínio e de Diretor Comercial de minério, carvão e manganês, baseado em Londres e em Singapura. Ocupou vários cargos executivos na Vale, entre eles Diretor Comercial global de minério de ferro, baseado no Rio, Bruxelas e Tóquio. Nelson também foi

CEO da ALL-América Latina Logística em Buenos Aires e Diretor Geral da Embraer Europa, baseado em Paris. Nelson também é membro do Conselho de Administração do Compass Group.



Brasileiro de Araraquara, Nelson formou-se em engenharia naval na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 e cursou o CEAG, Curso de Especialização para Graduados da Fundação Getúlio Vargas em 1980, também em São Paulo.



PRECISAMOS FALAR SOBRE DONALD TRUMP – O QUE ESPERAR DE SEU GOVERNO EM MATÉRIA DE POLÍTICA ENERGÉTICA?

No último dia 8 de novembro, após disputadas eleições e surpreendendo ao mundo todo, os Estados Unidos elegeram seu novo presidente, o republicano Donald Trump. Conhecido por seu temperamento forte, sua tendência ao exagero e por suas contradições, o americano de 70 anos conseguiu, mesmo sem nunca ter ocupado cargo público e sem ter carreira política, comunicar-se com a “maioria silenciosa” americana, ao simplificar os *issues* e não fazer o tipo politicamente correto. Mas o que esperar de sua política energética?

Após uma campanha marcada por declarações polêmicas e contraditórias, Trump não apresentou propostas concretas de política energética. Entretanto, sua vitória

significa uma possível reviravolta nas prioridades energéticas e ambientais americanas: Trump pretende abrir terras federais para perfuração de petróleo e gás e exploração de carvão; pretende eliminar regulações que considera desnecessárias – como as propostas mais rígidas para controle de metano em perfurações domésticas; pretende encolher o papel da EPA (*Environmental Protection Agency*) para um principalmente consultivo; pretende frear o *Clean Power Plan*; pretende reduzir os subsídios para fontes de energia renovável. Tudo isto tendo como pano de fundo sua recusa em reconhecer e aceitar o fenômeno mundial do aquecimento global.

Nos últimos quatro anos – em especial após a reeleição de Barack Obama – o futuro energético americano estava claro: as *utilities* teriam que rapidamente descarbonizar os portfólios de suas centrais elétricas, primeiro passando pelo gás natural como uma fonte de transição entre o carvão e as fontes renováveis. O comprometimento dos Estados Unidos com as mudanças climáticas serviu como exemplo para outros países: a assinatura do Acordo de Paris por mais de 190 nações foi o maior passo já dado pela humanidade em direção à “descarbonização” do planeta. Pela primeira vez, tomava forma um novo consenso climático global, com *policymakers* de todo o mundo aceitando a

realidade do aquecimento global e unindo esforços para combatê-lo. Trump representa uma ameaça a este consenso, com promessas de retirar os Estados Unidos do Acordo de Paris. A maneira com a qual sua eleição poderá afetar as decisões dos demais países ainda está em suspenso, mas sua negação às políticas climáticas sem dúvida cria um ambiente de incerteza no setor energético mundial.

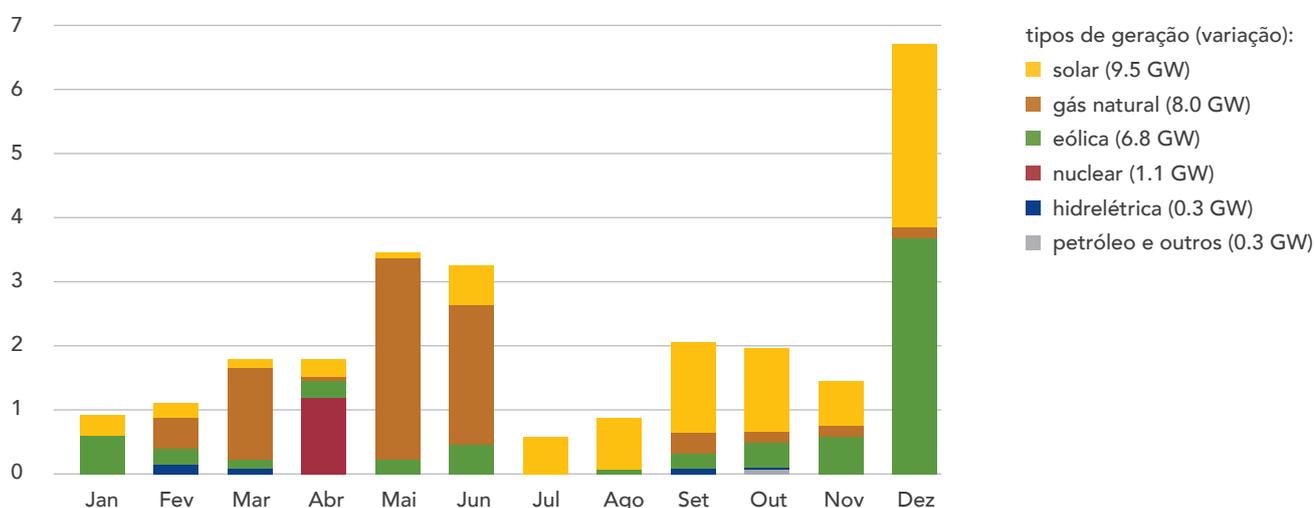
Apesar deste ambiente de incerteza, Trump terá que lidar com um mercado de energia que está em significativa transformação: com ou sem o *Clean Power Plan* e incentivos fiscais, é esperado, até 2040, um aumento de 4% ao ano da capacidade instalada de energias renováveis (de acordo com a EIA – U.S. Energy Information Administration), o que significa uma participação de 23% na geração total dos Estados Unidos. Do mesmo modo, aproximadamente 60 GW deixarão de ser gerados a partir do carvão até 2030. Além disso, em dezembro do ano passado e com apoio bipartidário, os incentivos fiscais às fontes solar e eólica foram renovados por mais 5 anos. Entretanto, mesmo sem estes incentivos, os custos de geração a partir de energias renováveis deverão continuar a trajetória declinante que apresentaram durante a administração Obama, com queda nos preços de equipamentos para geração e baterias, de modo que a geração eólica

onshore já é competitiva com o gás natural e a geração solar vê seus preços declinarem rapidamente.

O aumento de competitividade na geração a partir de fontes renováveis está sendo acompanhado pela maior geração de empregos nestas indústrias: a indústria solar gerou mais de 200.000 empregos em 2015, o que corresponde a um aumento de 20% com relação ao ano anterior. Este número representa mais de 1% de todos os empregos criados nos Estados Unidos no ano de 2015, quantidade maior do que nos setores de extração de petróleo e gás americanos (líderes mundiais em produção), que terminaram o ano tendo gerado aproximadamente 185.000 postos de trabalho.

O fato de tantos incentivos e apoios às energias renováveis já serem uma realidade exigirá um enorme esforço legislativo ao novo presidente para revogá-los. Como observa-se no gráfico abaixo (Figura 1), a EIA projetou para este ano de 2016 um incremento de capacidade de geração de 9,5 GW de energia solar e 6,8 GW de energia gerada a partir de eólicas. Por outro lado, eram esperados apenas 0,3 GW adicionais de petróleo e demais combustíveis fósseis. Este gráfico é uma boa ilustração do novo rumo que está tomando o mercado de energia dos Estados Unidos e com o qual Donald Trump terá que lidar.

Figura 1: Expansão Programada da Capacidade Instalada em 2016 – gigawatts



Fonte: EIA – U.S. Energy Information Administration

É importante destacar também que a questão do desenvolvimento das energias renováveis deixou de ser partidária: pesquisas recentes (realizadas por *Public Opinion Strategies*) mostraram que aproximadamente 75% de seus eleitores apoiam iniciativas para acelerar o desenvolvimento e o uso de energia limpa. Além disso, do total de eleitores, 51% querem a redução do uso do carvão e 64% responderam que pagariam um pouco mais pela energia no curto prazo de modo a dar suporte às energias renováveis. Estes números mostram que os americanos em geral (passando por conservadores e pelos mais liberais) apoiam e querem mais energia limpa em seu país.

Todas as tentativas de Trump para impedir o desenvolvimento das energias renováveis terão como obstáculo um sistema energético altamente descentralizado. Esta descentralização levará os estados e municípios interessados a assumirem

a liderança no combate às mudanças climáticas: grande parte deles têm pressionado por maiores investimentos em eficiência energética e têm estabelecido metas próprias de redução de emissões no longo prazo. O estado da Califórnia, por exemplo, possui um dos programas mais ambiciosos ao buscar reduzir em 40% as emissões de GEE em 2030, tendo como base o ano de 1990.

Por fim, o caminho para fazer a *"America great again"* passa pela conquista da independência energética. Tanto Democratas quanto Republicanos sempre a buscaram e enfatizaram o desenvolvimento e uso dos recursos domésticos, seja a partir do desenvolvimento energético sustentável e com maior participação de renováveis, para os primeiros, seja enfatizando a importância dos empregos criados nas indústrias de energia, alternativas ou tradicionais, como defendido pelos Republicanos. Trump não pode fechar os olhos para essa nova realidade.

* 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

Julia Febraro

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de outubro de 2016 apresentou crescimento de 1,50% da produção em relação ao mês anterior, e crescimento de 9,05% em relação ao mesmo mês de 2015. A produção diária de petróleo em outubro foi de 2.711 mil barris, superior à produção de setembro, que foi de 2.671 mil bbl/dia, e também superior à de outubro de 2015 (2.486 mil barris) (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em outubro foi de aproximadamente 26,1,

sendo 29,8% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ\text{API}$), 45,2% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 24,9% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em outubro foram Lula (18,9 Mmmbbl), Roncador (8,25 Mmmbbl), Sapinhoá (7,71 Mmmbbl), Jubarte (6,21 Mmmbbl) e Marlim Sul (5,34 Mmmbbl), todos da Petrobras. Além desses, os campos de Argonauta da Shell (16º maior produtor), Peregrino da Statoil (8º) e Frade da Chevron (17º) produziram respectivamente 0,75 Mmmbbl, 2,28 Mmmbbl e 0,63 Mmmbbl.

A produção do pré-sal, oriunda de 66 poços, foi de 1.145,3 Mmmbbl/d de petróleo e 44,4 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.424,5 Mboe/d. Houve redução de 2,7% em relação ao mês anterior. Esta produção correspondeu a 43% do total produzido no país.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

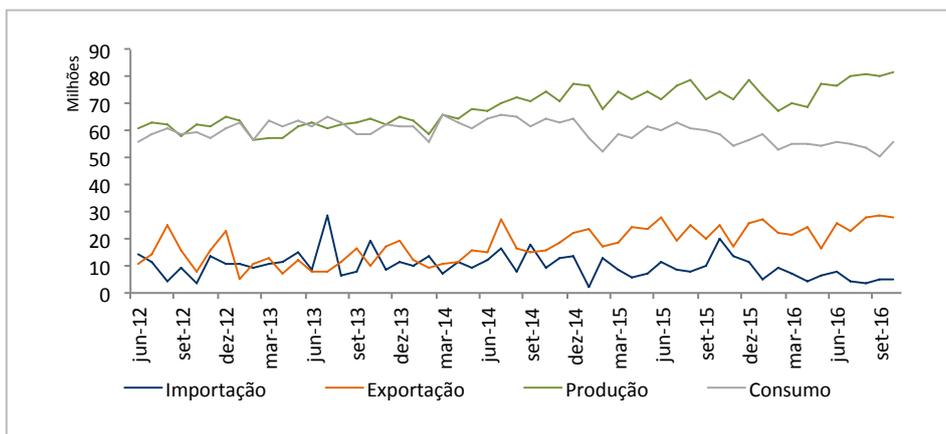
Agregado	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendência 12 meses	set-16	out-15
Produção	81.340.374	1,50%	9,05%		80.141.711	74.590.949
Consumo Interno	56.032.344	10,91%	-5,22%		50.521.651	59.119.296
Importação	4.856.930	3,47%	-76,20%		4.694.244	20.406.796
Exportação	27.899.516	-3,22%	12,14%		28.828.679	24.879.578

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, cresceu 10,91% em outubro, na comparação com o mês anterior, mas foi inferior em 5,22% na comparação anual. Na comparação

mensal, as importações apresentaram aumento (3,47%) e as exportações caíram 3,22%. Já na comparação anual, ocorreu o inverso: as importações caíram consideravelmente (76,20%) enquanto as exportações cresceram 12,14%.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

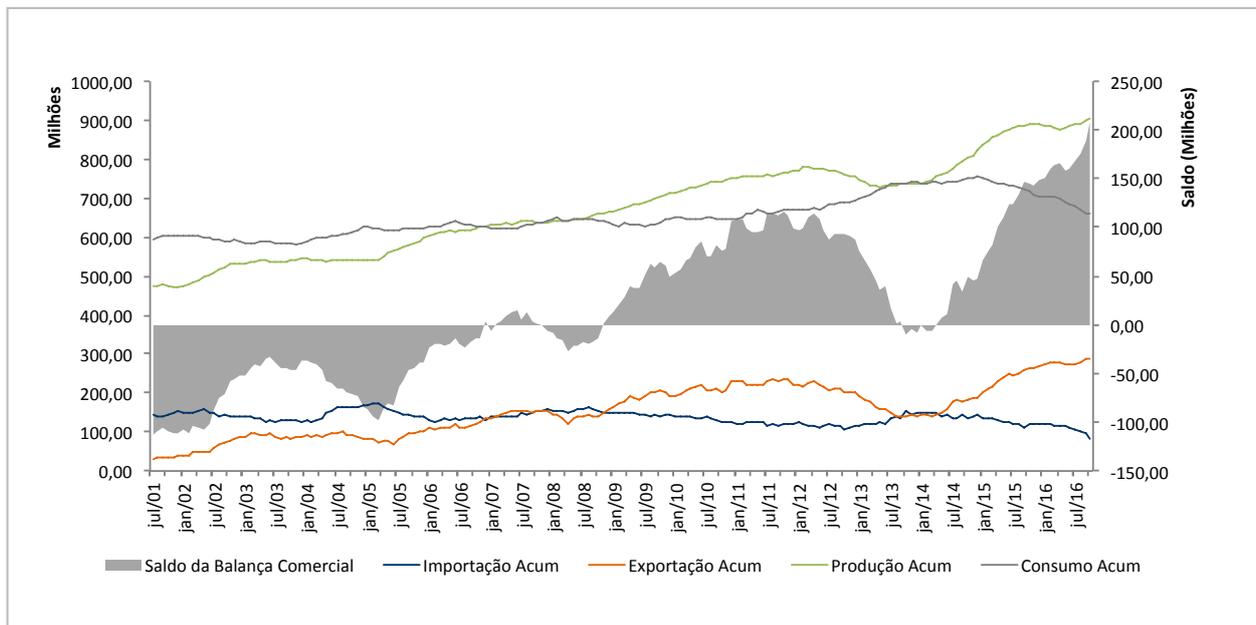


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo cresceu pelo sétimo 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 207,2 milhões de barris, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial. Este foi o quinto 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 outubro no país foi puxado, principalmente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro responsável por aproximadamente 163% do aumento na produção no mês, em torno de 1.954 mil barris. Além do Rio de Janeiro, o estado de São Paulo foi o segundo estado

que mais contribuiu, com apenas 6,35% (76 mil barris) para o crescimento mensal da produção nacional, que foi de 1.198 mil barris, aproximadamente. (Tabela 2.2). Isto mostra que a produção do estado do Rio de Janeiro teve um peso significativamente maior no crescimento total do que os demais estados.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

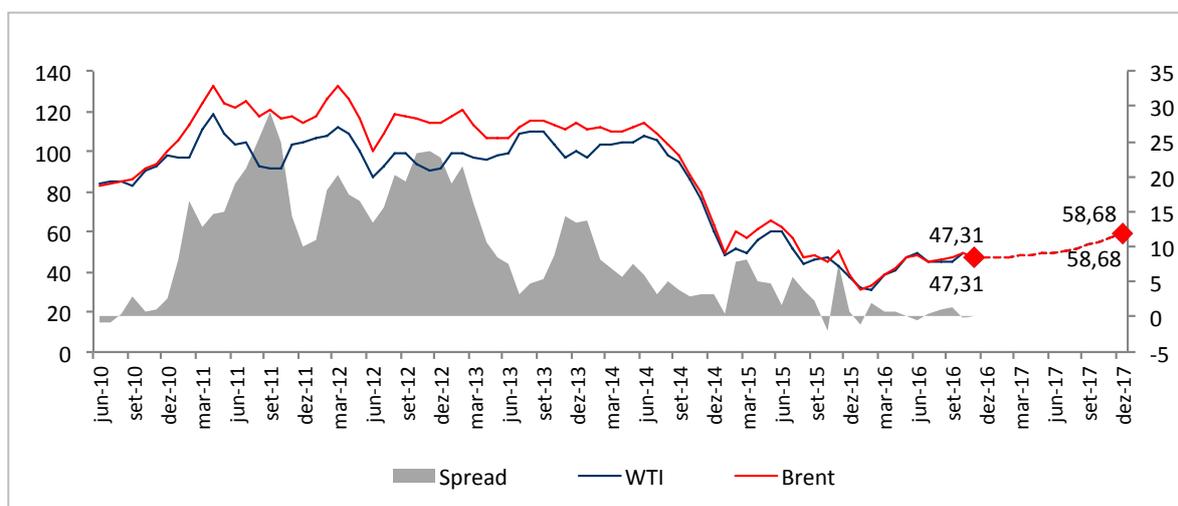
UF	Localização	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendência 12 meses	set-16	out-15
AL	Onshore	116.205	3,65%	-15,83%		112.116	138.065
	Offshore	3.324	-15,63%	-39,35%			
AM	Onshore	626.965	-6,44%	-20,99%		670.125	793.505
	Offshore	1.083.432	1,58%	-8,44%			
BA	Onshore	20.253	-18,65%	-20,23%		24.896	25.388
	Offshore	42.207	0,13%	-13,41%			
CE	Onshore	161.023	8,00%	28,59%		149.092	125.221
	Offshore	372.875	-2,46%	-15,06%			
ES	Onshore	11.320.446	-6,50%	4,77%		12.107.381	10.804.667
	Offshore	1.690	49,26%	374,37%			
MA	Onshore	55.528.992	3,65%	10,88%		53.574.372	50.080.188
	Offshore	1.471.138	0,42%	-6,19%			
RN	Onshore	175.872	-4,07%	-20,08%		183.338	220.074
	Offshore	9.563.633	0,80%	17,58%			
SP	Onshore	623.802	-2,60%	-21,19%		640.453	791.561
	Offshore	228.516	-1,24%	-2,09%			
Total		81.340.374	1,50%	9,05%		80.141.711	74.590.949

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\$ 3/b em relação à média de setembro, alcançando US\$ 49,52/b. Este foi o terceiro aumento

consecutivo e é a maior média desde novembro de 2015. Esta alta já é um reflexo das apostas que começaram a ser feitas por especuladores devido ao acordo de limitação de produção por membros da Opep.

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 setembro de 2016, em outubro houve aumento na produção dos principais derivados de petróleo no Brasil, com destaque para a gasolina em que se verifica o maior volume de produção dos últimos

12 meses (Tabela 2.3). Na comparação anual, a gasolina, o GLP e o QAV apresentaram variação positiva, mas o Diesel e o óleo combustível tiveram sua produção reduzida em 9,98% e 11,07%, respectivamente, com relação a outubro de 2015.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

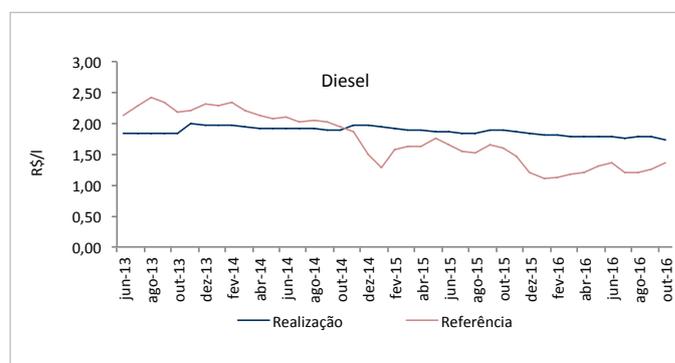
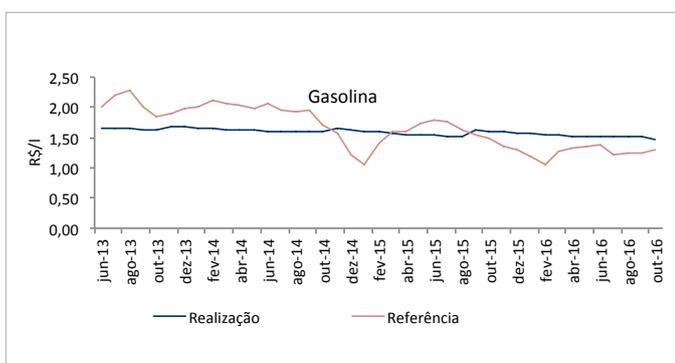
Combustível	Agregado	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	Tendência 12 meses	set-16	out-15
Gasolina	Produção	14.696.525	11,72%	3,17%		13.154.449	14.245.196
	Consumo	22.774.626	1,03%	43,09%		22.542.673	15.916.025
	Importação	1.215.271	-35,56%	381,43%		1.886.017	252.431
	Exportação	109.936	2418,13%	-84,77%		4.366	721.749
Diesel	Produção	24.977.579	10,46%	-9,98%		22.613.352	27.746.778
	Consumo	29.131.168	-3,02%	-3,74%		30.037.665	30.264.535
	Importação	4.145.143	-14,39%	90,03%		4.841.889	2.181.350
	Exportação	0	-	-		0	0
GLP	Produção	3.991.116	-1,40%	3,35%		4.047.805	3.861.773
	Consumo	6.892.710	-3,66%	-0,59%		7.154.713	6.933.676
	Importação	1.510.248	-35,45%	48,38%		2.339.785	1.017.856
QAV	Produção	3.434.734	25,46%	15,43%		2.737.740	2.975.495
	Consumo	3.489.717	2,94%	-9,40%		3.389.996	3.851.856
	Importação	933.898	39,83%	-		667.863	1.017.874
	Exportação	6.361	-70,49%	-		21.555	0
Óleo Combustível	Produção	6.012.981	5,04%	-11,07%		5.724.674	6.761.581
	Consumo	2.002.523	23,36%	-20,47%		1.623.333	2.517.943
	Importação	52.811	798,18%	-68,00%		5.880	165.057
	Exportação	2.210.819	-31,15%	-8,44%		3.211.296	2.414.548

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

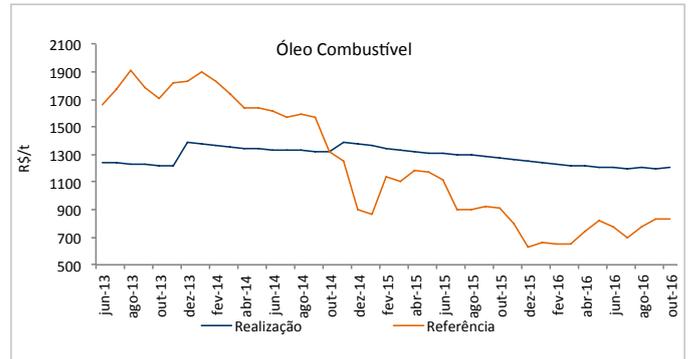
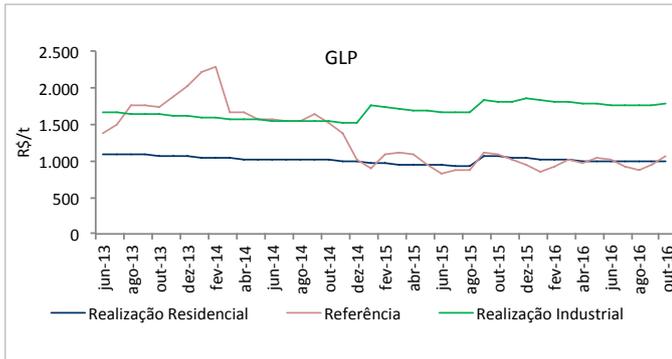
Em outubro de 2016 os preços de realização interna continuam superiores aos de referência internacional. A maior diferença entre o preço de referência internacional e o de realização interna é do óleo combustível. Tanto o

Óleo Diesel como a Gasolina apresentaram uma redução na diferença entre esses preços no mês de outubro. No caso da Gasolina, não ocorria uma queda tão significativa nesta diferença desde abril deste ano.

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 internacionalização.



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



GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Após seis meses de aumento na produção nacional de gás natural, o mês de outubro registrou uma queda de 1,77% em relação ao mês anterior, com a segunda maior produção histórica de 108,49 MMm³/dia. Por outro

lado, a oferta de gás nacional apresentou alta de 3,22%, atingindo maior montante dos últimos doze meses, com 56,34 MMm³/dia. Em relação às importações, o valor importado foi de 31,64 MMm³/dia, bastante próximo daquele registrado no mês anterior. Já o consumo de gás natural sofreu leve aumento de 1,17% em relação ao mês de setembro, ficando em 82,40 MMm³/dia, como pode ser visto na Tabela 3.1.

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

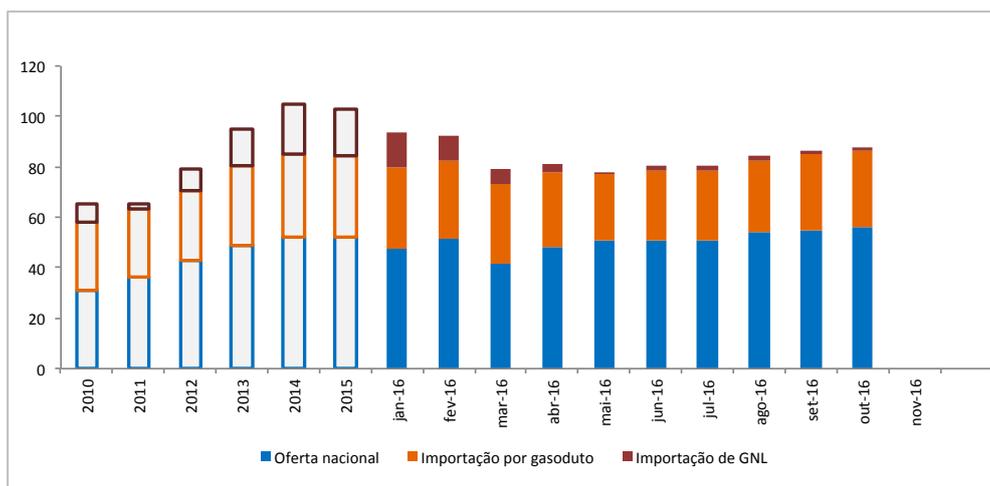
	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	12 meses	set-16	out-15
Produção Nacional	108,49	-1,77%	11,16%		110,44	97,6
Oferta de gás nacional	56,34	3,22%	8,08%		54,58	52,13
Importação	31,64	-0,66%	-34,92%		31,85	48,62
Consumo	82,40	1,17%	-13,13%		81,45	94,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Embora menor do que a média dos últimos três anos, podemos observar neste último mês de outubro a terceira maior oferta de gás natural do ano de 2016, totalizando o montante de 87,98 MMm³/dia. Como pode

ser observado no Gráfico 3.1, enquanto a oferta nacional sofreu aumento de 3,2% em relação ao mês de setembro, a importação de GNL teve aumento considerável de 9,7% e a importação por gasoduto sofreu leve queda de 1,2%.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Contribuindo para o aumento da oferta de gás nacional, podemos ver no mês de outubro a queda de 10,70% da perda por reinjeção, queda de 0,23% no consumo interno em E&P e de 3,61% na absorção em UPGN's. Por

outro lado, houve aumento de 3,91% na perda de gás natural por queima. Como se pode ver na Tabela 3.2, a relação oferta nacional e produção bruta foi de 52%, aumento de 5,08% em relação ao mês de setembro.

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

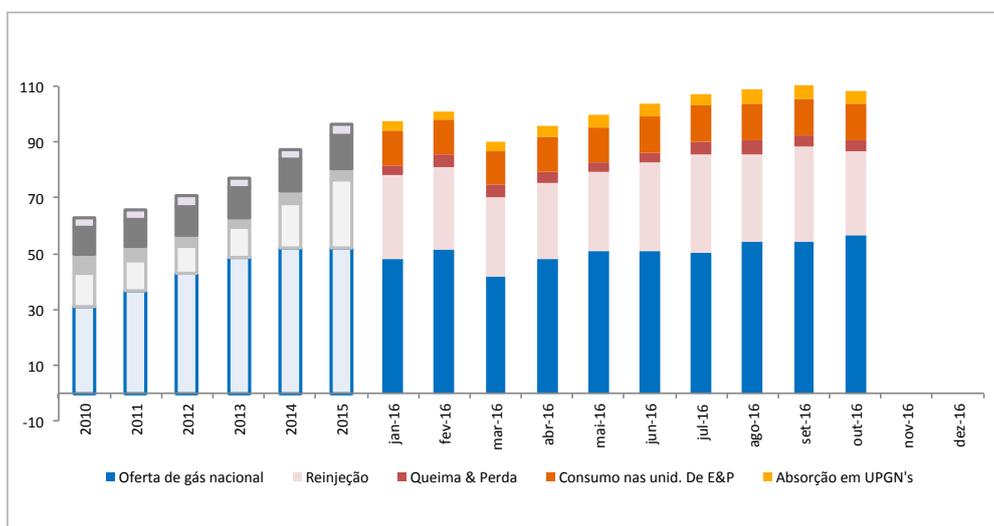
	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	12 meses	set-16	out-15
Prod. Nacional Bruta	108,49	-1,77%	11,16%		110,44	97,60
Reinjeção	30,38	-10,70%	19,61%		34,02	25,40
Queima	3,72	3,91%	-9,71%		3,58	4,12
Consumo interno em E&P	13,25	-0,23%	7,64%		13,28	12,31
Absorção em UPGN's	4,80	-3,61%	31,51%		4,98	3,65
Subtotal	52,15	-6,64%	14,67%		55,86	45,48
Oferta de gás nacional	56,34	3,22%	8,08%		54,58	52,13
Oferta nacional/Prod. Bruta	52%	5,08%	-2,77%		49%	53%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Como podemos observar no Gráfico 3.2, embora a produção nacional no mês outubro tenha registrado queda de 1,95 MMm³/dia, a queda de 3,71 MMm³/dia na produção total indisponível possibilitou um aumento

de 1,76 MMm³/dia na oferta de gás nacional. Essa oferta de gás nacional foi não só maior do que a oferta dos últimos doze meses, mas também maior que a média dos últimos seis anos.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Em relação as importações de gás natural no mês de outubro, podemos observar na Tabela 3.3 que houve uma queda de 0,35 MMm³/dia no volume importado

por gasoduto e aumento de 0,14 MMm³/dia do volume de GNL importado, resultando em uma queda de 0,21 MMm³/dia na importação total do mês.

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

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	12 meses	set-16	out-15
Gasoduto	30,07	-1,15%	-4,21%		30,42	31,39
GNL	1,58	9,72%	-90,83%		1,44	17,23
Total	31,64	-0,66%	-34,92%		31,85	48,62

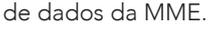
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

B) CONSUMO

Como podemos ver na Tabela 3.4, apenas o consumo da Geração Elétrica teve queda no mês de outubro - de 0,16 MMm³/dia em relação ao mês anterior - o que resultou em um aumento do consumo total em 0,95 MMm³/dia. Os aumentos absolutos nas classes de consumo

Industrial, Residencial, Comercial, Cogeração e Outros foram de 0,87 MMm³/dia, 0,03 MMm³/dia, 0,01 MMm³/dia, 0,13 MMm³/dia, 0,05 MMm³/dia, respectivamente. O consumo Automotivo foi o maior dos últimos doze meses, marcando 5,09 MMm³/dia.

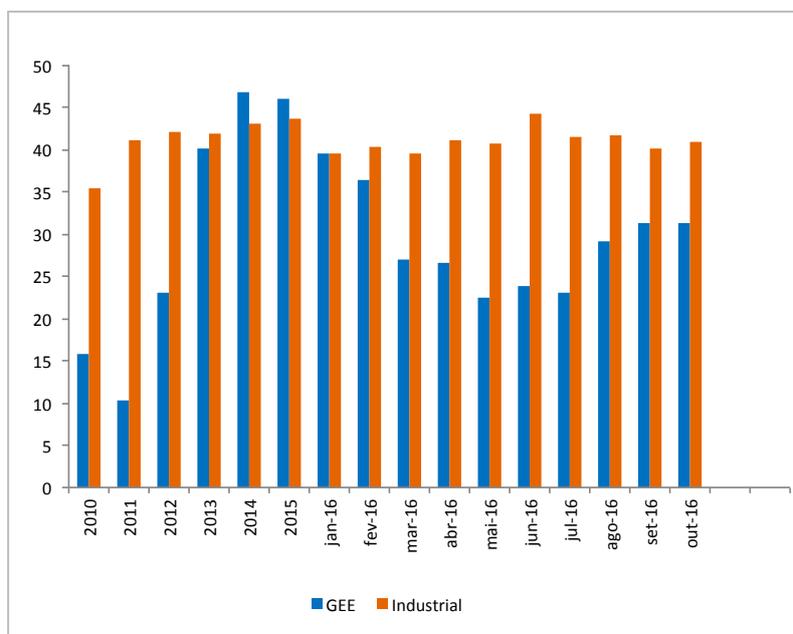
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	12 meses	set-16	out-15
Industrial	40,90	2,17%	-0,99%		40,03	41,31
Automotivo	5,09	0,59%	5,38%		5,06	4,83
Residencial	1,30	2,36%	31,31%		1,27	0,99
Comercial	0,86	1,18%	6,17%		0,85	0,81
GEE	31,21	-0,51%	-29,41%		31,37	44,21
Cogeração	2,54	5,39%	-4,15%		2,41	2,65
Total	82,40	1,17%	-13,13%		81,45	94,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

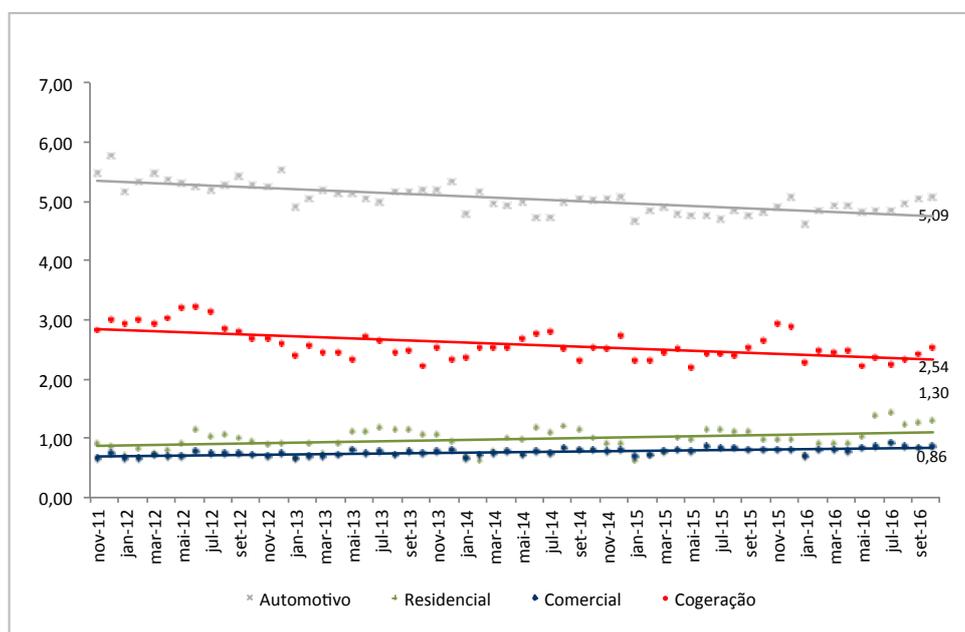
Em termos de crescimento relativo, podemos observar que consumo na classe de Geração Elétrica sofreu uma queda de 0,51%, enquanto que no setor Industrial observou-se um aumento de 2,17%. Já em relação aos consumidores com menor participação, o consumo das classes Automotiva veem revertendo a tendência de queda, com um aumento de 5,38% em relação ao

consumo de outubro do ano anterior. A tendência do consumo das classes Residencial e Comercial continua em crescimento, registrando alta de 31,31% e 6,17% em relação a esse mesmo período do ano anterior, respectivamente. Já o consumo da classe de Cogeração mantém sua tendência de queda, em um patamar 4,51% inferior ao período de comparação.

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

Ao contrário do ocorrido no mês de setembro, no mês de outubro o preço do Henry Hub sofreu uma queda em relação ao mês anterior de 1,07% (ou de 0,03 US\$/MMBTU) e os preços do gás natural na Europa e Japão aumentaram de 1,71% (ou de 0,07 US\$/MMBTU) e 0,98% (ou 0,07 US\$/MMBTU), respectivamente. No mercado nacional, todos os preços sofreram aumento. O preço do gás no PPT foi de 4,08 US\$/MMBTU, o que representa

um aumento de 0,23% em relação ao mês anterior. Já o preço do gás no citygate registrou um aumento de 2,21%, atingindo o valor de 6,26 US\$/MMBTU. O preço das distribuidoras para o setor industrial teve aumento média de 4,89%, alcançando o valor de 14,48 US\$/MMBTU, 13,02 US\$/MMBTU e 12,70 US\$/MMBTU nas faixas de consumo até 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, respectivamente.

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

	out-16	out-16/set-16	out-16/out-15	12 meses	set-16	out-15
Henry Hub	2,95	-1,07%	25,28%		2,98	2,35
Europa	4,29	1,71%	-33,84%		4,22	6,48
Japão	7,15	0,98%	-24,26%		7,08	9,44
PPT *	4,08	0,23%	0,32%		4,07	4,07
Preços na distribuidora (ref: Subgate)						
No City Gate	6,26	2,21%	0,81%		6,12	6,21
2.000 m³/dia **	14,48	2,74%	21,20%		14,09	11,94
20.000 m³/dia **	13,02	5,69%	22,30%		12,32	10,65
50.000 m³/dia **	12,70	6,24%	22,52%		11,95	10,36

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

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

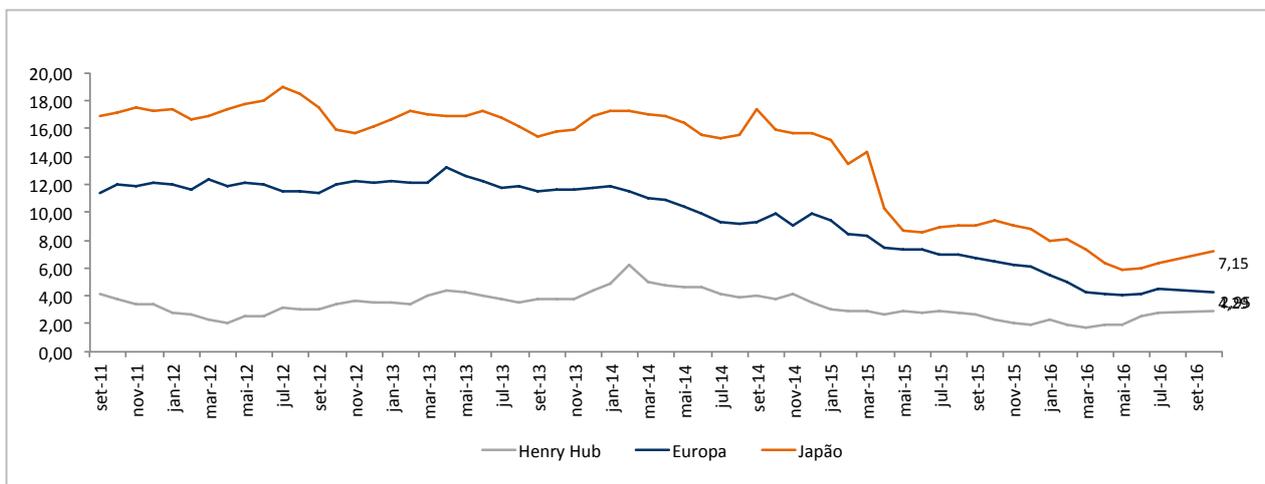
* não inclui impostos

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU

Analisando a trajetória dos preços internacionais no Gráfico 3.5, o Henry Hub segue em leve retomada de crescimento, mas ainda 23% inferior ao seu preço registrado há dois anos atrás – considerando a

inflação. Já essa relação para os preços do gás natural na Europa e Japão no mês de outubro, estes são 57% e 55% inferiores àqueles apresentados em outubro de 2014.

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)

	nov-16		nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16		nov-15	
SE	27.225,00	88,96%	37,32%	-15,63%		19.826,00	84,93%	32.269,00	119,58%
S	6.768,00	72,47%	-45,85%	-64,15%		12.499,00	93,87%	18.880,00	201,76%
NE	1.685,00	30,55%	31,74%	99,17%		1.279,00	37,93%	846,00	15,23%
N	1.624,00	21,04%	52,49%	18,63%		1.065,00	52,80%	1.369,00	44,14%
Total	37.302,00	-	7,59%	-30,10%		34.669,00	-	53.364,00	-

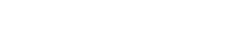
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

De acordo com a Tabela 4.1, a disponibilidade hídrica em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, representada pela Energia Natural Afluyente – ENA total, elevou 7,59%, devido ao início do período úmido do sistema, na comparação mensal. Se tratando de tendência, geralmente, a região S não atende a um determinado padrão de ENA como as demais regiões, e por isso registrou queda de 45,85%.

As demais regiões aumentaram: SE 37,32%, NE 31,74% e N 52,49%. Na comparação ano a ano, a ENA de novembro deste ano foi 30,10% inferior do que a do ano passado. Este resultado foi gerado, principalmente, pelo desempenho das regiões SE e S, que recuaram 15,63% e 64,15%, respectivamente. NE e N, no entanto, cresceram 99,17% e 18,63% respectivamente.

b) Demanda

Tabela 4.2: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
SE/CO	34.814,22	-1,08%	-4,28%		35.195,90	36.370,74
S	10.710,09	5,40%	6,06%		10.161,15	10.098,40
NE	10.186,55	0,78%	0,00%		10.107,49	10.186,57
N	5.581,86	2,21%	2,24%		5.461,11	5.459,61
Total	61.292,72	0,60%	-1,32%		60.925,65	62.115,32

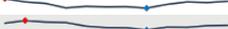
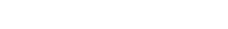
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação mês a mês, a carga de energia do SIN aumentou 0,60%, como demonstra a Tabela 4.2. Excetuando SE/CO, que recuou 1,08%, todos os subsistemas cresceram: S 5,40%, NE 0,78% e N 2,21%.

Na comparação anual, houve queda de 1,32% na carga de energia total. SE/CO sofreu queda de 4,28%, NE permaneceu constante e S e N cresceram 6,06% e 2,24%, respectivamente.

c) Oferta

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

		nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
SE/CO	Hidráulica	18.851,78	3,50%	6,83%		18.214,36	17.646,43
	Nuclear	1.200,72	-40,34%	-39,31%		2.012,44	1.978,58
	Térmica	5.393,39	7,64%	-20,12%		5.010,39	6.752,16
	Total	25.445,89	0,83%	-3,53%		25.237,19	26.377,17
S	Hidráulica	9.752,94	-2,04%	-18,59%		9.956,37	11.980,21
	Térmica	1.165,53	21,62%	49,89%		958,37	777,58
	Eólica	532,51	-31,32%	-14,19%		775,32	620,58
	Total	11.450,98	-2,05%	-14,41%		11.690,06	13.378,37
NE	Hidráulica	2.467,81	-0,46%	-8,19%		2.479,26	2.688,05
	Térmica	2.542,97	-10,22%	-26,97%		2.832,33	3.482,13
	Eólica	3.705,50	-1,08%	79,79%		3.745,79	2.061,01
	Total	8.716,28	-3,77%	5,89%		9.057,38	8.231,19
N	Hidráulica	3.391,77	28,61%	54,34%		2.637,16	2.197,54
	Térmica	2.190,37	10,76%	-1,53%		1.977,55	2.224,30
	Total	5.582,14	20,96%	26,24%		4.614,71	4.421,84
Itaipu	Hidráulica	10.096,68	0,46%	3,27%		10.050,10	9.777,01
	Hidráulica	44.560,98	2,82%	0,61%		43.337,25	44.289,24
	Térmica	12.492,98	-2,33%	-17,89%		12.791,08	15.214,75
Total	Eólica	4.238,01	-6,26%	58,04%		4.521,11	2.681,59
	Total	61.291,97	1,06%	-1,44%		60.649,44	62.185,58

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Da mesma forma que a demanda, a oferta de energia a partir da geração total também aumentou, 1,06% (Tabela 4.3). A geração eólica registrou queda de 6,26%, pois o mês que ocorre a maior disponibilidade de ventos no SIN, geralmente, ocorre em setembro e após esse momento vai sendo reduzida. Com a elevação da ENA (Tabela 4.1), a geração hidráulica total aumentou 2,82%. Devido à expectativa de aumento da disponibilidade

hídrica nos próximos meses, com a entrada do período úmido no SIN, a geração térmica recuou 2,33%. Já na comparação anual, a geração total reduziu 1,44%. Com a melhoria das condições de armazenamento, a geração térmica recuou significativamente, 17,89%, e a hidráulica aumentou 0,61%. A geração eólica elevou 58,04%, devido a entrada em operação de novos parques.

d) Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15
S - SE/CO	740,89	-58,96%	-76,89%		1.805,12	3.205,81
Internacional - S	0,00	-100,00%	-100,00%		-276,22	74,59
N - NE	0,28	-	-		0,00	0,00
N - SE/CO	0,00	100,00%	100,00%		-846,40	-1.037,77
SE/CO - NE	1.469,99	39,98%	-24,67%		1.050,12	1.951,48

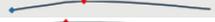
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

A exportação de energia do subsistema S para o SE/CO recuou 58,96%, alcançando 740,89 MWmed, no mês de novembro em relação ao mês anterior. O intercâmbio internacional a partir de S foi inexistente. A exportação

de N para NE foi marginal, alcançando 0,28 MWmed. O intercâmbio de N-SE/CO também foi nulo. A exportação de energia de SE/CO para NE foi significativa, aumentando 39,98% e alcançando 1469,99 MWmed.

e) Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

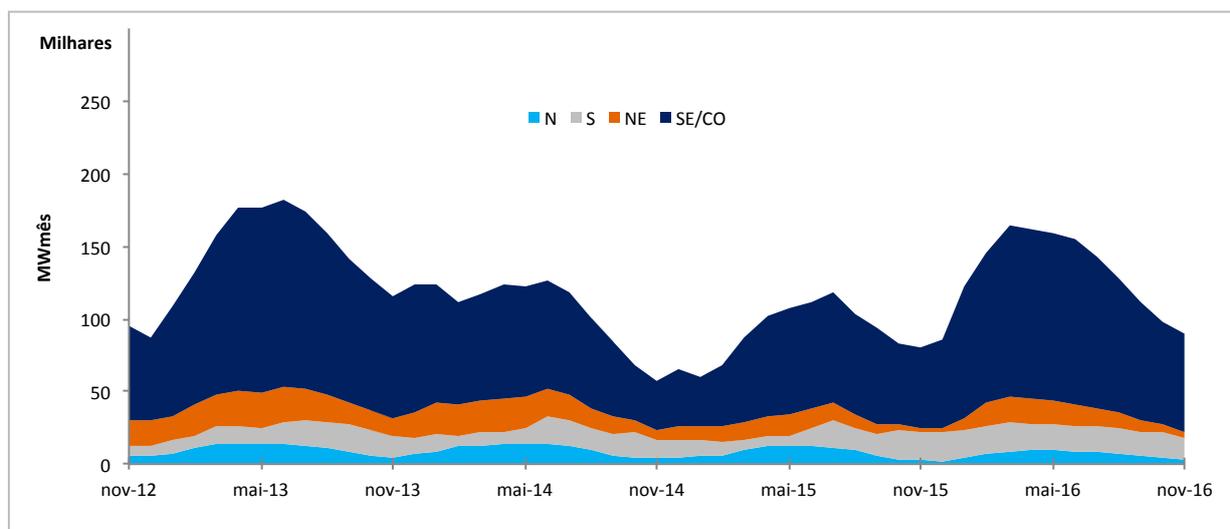
	nov-16	nov-16/out-16	nov-16/nov-15	Tendências 12 meses	out-16	nov-15			
SE/CO	67.753,00	33,40%	-3,91%	21,51%		70.509,00	34,76%	55.759,00	27,49%
S	14.167,00	70,98%	-17,58%	-26,60%		17.188,00	86,12%	19.300,00	96,70%
NE	5.202,00	10,04%	-7,72%	112,50%		5.637,00	10,88%	2.448,00	4,73%
N	3.164,00	21,04%	-29,49%	11,64%		4.487,00	29,83%	2.834,00	18,84%
Total	90.286,00	31,17%	-7,70%	12,38%		97.821,00	33,77%	80.341,00	27,74%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Energia Armazenada – EAR total recuou 7,70%, devido ao deplecionamento dos reservatórios do SIN, na comparação mês a mês, de acordo com a Tabela 4.5. Apesar do aumento na disponibilidade hídrica no SIN (Tabela 4.1), a EAR de todos os subsistemas recuou, SE/CO 3,91%, S 17,58%, NE 7,72% e N 29,49%. Já na comparação de novembro deste ano com o mesmo

mês do ano passado, a EAR total aumentou 12,38%. Excetuando o subsistema S, que recuou 26,60%, os demais subsistemas elevaram SE/CO 21,51%, N 11,64% e NE 112,50%. Este último, cabe destacar que apesar do significativo aumento, em termos absolutos, o nível dos reservatórios ainda está em estado crítico. 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)*

	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
Hidráulica > 30MW	39.569,91	-1,95%	1,41%		40.357,75	39.020,92
Térmica a Gás	5.329,53	10,64%	-28,24%		4.817,12	7.427,31
Térmica a Óleo	677,45	37,11%	-54,90%		494,10	1.502,21
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	356,94	-12,69%	-31,97%		408,81	524,66
Térmica a Carvão Mineral	1.447,73	-3,67%	-19,71%		1.502,82	1.803,23
Térmica Nuclear	1.859,02	1,26%	28,24%		1.835,83	1.449,64
Total Térmica Convencional	9.670,66	6,76%	-23,90%		9.058,68	12.707,06
Total Convencional	49.240,57	-0,36%	-4,81%		49.416,43	51.727,97
Eólica	4.807,68	8,22%	57,93%		4.442,32	3.044,23
Hidráulica CGH	71,16	-1,73%	3,42%		72,41	68,81
Hidráulica PCH	1.780,86	-3,05%	-9,31%		1.836,90	1.963,77
Térmica a Biomassa	4.047,17	2,84%	11,10%		3.935,25	3.642,90
Total Alternativa	10.706,89	4,08%	22,79%		10.286,88	8.719,71
Térmica - Outros	501,07	9,80%	9,19%		456,36	458,87
Total	60.448,52	0,48%	-0,75%		60.159,67	60.906,56

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 setembro de 2016 foi de 60.448,52 MWmed. Apesar de ter representado uma queda de 0,75% em relação a setembro de 2015, houve um aumento de 0,48% na comparação mensal.

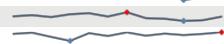
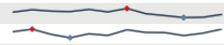
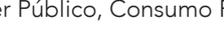
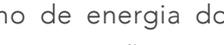
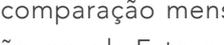
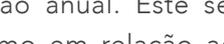
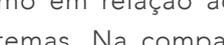
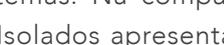
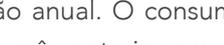
A geração térmica convencional apresentou aumento mensal de 6,76%. Na comparação com o mesmo mês do ano anterior, porém, houve redução de 23,90%. Essa queda brusca foi influenciada especialmente pela queda anual na geração por térmicas a gás (-28,24%) que representa a maior parcela deste tipo de geração, e, em menor escala, pela queda na geração por térmicas a óleo (-54,90%). Na comparação mensal, as térmicas a gás e as térmicas a óleo aumentaram sua geração respectivamente em 10,64% e 37,11%. A geração por térmicas nucleares aumentou em relação ao mês anterior (+1,26%) e ao mês setembro do ano passado (+28,24%).

A geração hidráulica teve um aumento de 1,41% em setembro com relação ao mesmo mês de 2015. Com relação ao mês imediatamente anterior, houve uma pequena queda de 1,95% na geração hidráulica, bem como na geração por PCHs (-3,05%) e CGHs (-1,73%). Na comparação anual, as PCHs apresentaram uma queda de 9,31%, enquanto as CGHs geraram a mais 3,42%.

A geração por fontes alternativas cresceu 4,08% na comparação mensal e 22,79% na comparação anual. A geração por térmicas à biomassa registrou aumento na comparação anual de 11,10% e na comparação mensal de 2,84%. A fonte eólica por sua vez apresentou aumento em sua geração na comparação mensal (8,22%) e na comparação anual (57,93%).

b) Demanda

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

		set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
Sistemas Isolados	Residencial	172,82	6,22%	-28,15%		162,71	240,52
	Industrial	20,54	14,06%	-12,43%		18,01	23,45
	Comercial	61,33	3,03%	-38,37%		59,53	99,52
	Outros	96,49	-13,23%	-18,38%		111,20	118,22
	Total	351,19	-0,07%	-27,09%		351,45	481,71
N	Residencial	1.194,16	7,07%	11,67%		1.115,29	1.069,38
	Industrial	1.775,76	-0,13%	-1,93%		1.778,06	1.810,74
	Comercial	642,91	12,34%	12,95%		572,32	569,19
	Outros	519,80	7,21%	4,31%		484,86	498,31
	Total	4.132,63	4,61%	4,69%		3.950,52	3.947,62
NE	Residencial	2.663,30	6,63%	4,91%		2.497,64	2.538,60
	Industrial	2.514,99	0,28%	-2,56%		2.507,87	2.581,04
	Comercial	1.482,16	5,89%	2,73%		1.399,69	1.442,74
	Outros	1.721,52	6,98%	6,22%		1.609,21	1.620,72
	Total	8.381,97	4,59%	2,43%		8.014,40	8.183,10
SE/CO	Residencial	8.847,01	9,72%	4,93%		8.063,15	8.431,61
	Industrial	11.428,92	2,82%	-0,47%		11.115,56	11.483,26
	Comercial	6.096,83	8,46%	-1,28%		5.621,18	6.175,63
	Outros	4.777,89	5,54%	3,57%		4.527,26	4.613,21
	Total	31.150,65	6,22%	1,46%		29.327,15	30.703,71
S	Residencial	2.258,87	2,57%	4,42%		2.202,29	2.163,30
	Industrial	3.624,81	2,59%	1,25%		3.533,47	3.580,16
	Comercial	1.526,44	3,80%	-5,39%		1.470,54	1.613,47
	Outros	1.716,27	13,68%	4,46%		1.509,68	1.642,96
	Total	9.126,38	4,71%	1,41%		8.715,98	8.999,89
Total	Residencial	15.136,17	7,80%	4,80%		14.041,07	14.443,41
	Industrial	19.365,02	2,17%	-0,58%		18.952,96	19.478,65
	Comercial	9.809,68	7,52%	-0,92%		9.123,25	9.900,55
	Outros	8.831,97	7,16%	3,99%		8.242,21	8.493,43
	Total	53.142,83	5,53%	1,58%		50.359,49	52.316,04

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 setembro de 2016 foi de 53.142,83 MWmed. O consumo de energia apresentou crescimento na comparação mensal (+5,53%) e na comparação anual (+1,58%). Todos os subsistemas apresentaram aumento da demanda de energia na comparação mensal e anual, com exceção dos sistemas isolados em que a demanda, apesar de ter se mantido estável em relação ao mês anterior, foi reduzida em 27,09% em relação a setembro de 2015.

O consumo residencial no país, que representou 28,5% do consumo total, apresentou crescimento de 7,80% na comparação mensal e de 4,80% na comparação anual. SE/CO, NE, N e S tiveram o consumo residencial alavancado em relação ao mês e ao ano anterior. Somente nos sistemas isolados, o consumo de energia do setor residencial caiu 28,15% na comparação anual.

O consumo de energia do setor comercial cresceu 7,52% na comparação mensal, mas reduziu 0,92% na comparação anual. Este setor apresentou aumento do consumo em relação ao mês anterior em todos os subsistemas. Na comparação anual, S, SE/CO e Sistemas Isolados apresentaram quedas no consumo de energia do setor comercial.

A indústria registrou crescimento de 2,17% no consumo de energia na comparação mensal e queda de 0,58% na comparação anual. O consumo da indústria cresceu em relação ao mês anterior em todos os subsistemas, com exceção do N onde houve uma pequena redução da demanda (-0,13%). Na comparação anual, somente no S o consumo de energia foi ligeiramente alavancado (+1,25%). Esses dados refletem os resultados da Sondagem Industrial do IBRE/FGV². Segundo este estudo, o Índice

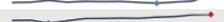
² IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Setembro/2016. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>

de Confiança da Indústria (ICI) cresceu 3,0 pontos entre agosto e setembro de 2016, passando de 87,7 para 90,7 pontos, e o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) aumentou de 73,8% para 74,7%.

O consumo industrial no mercado livre cresceu 1,13% em relação ao mês anterior e 20,11% com relação a

setembro do ano anterior. Na comparação mensal, apenas os setores *Metalurgia e Produtos de Metal*, *Alimentícios e Manufaturados Diversos* apresentaram 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)

	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
Metalurgia e Produtos de Metal	3.346,97	-2,77%	21,30%		3.442,39	2.759,23
Químicos	1.764,25	1,25%	10,21%		1.742,41	1.600,80
Madeira, Papel e Celulose	1.140,28	3,04%	21,22%		1.106,59	940,66
Minerais Não Metálicos	1.081,63	5,18%	26,65%		1.028,38	854,04
Alimentícios	1.066,11	-2,07%	25,55%		1.088,60	849,15
Manufaturados Diversos	1.037,67	-1,50%	29,21%		1.053,50	803,07
Extração de Minerais Metálicos	710,07	0,22%	-14,57%		708,50	831,21
Serviços	703,48	9,03%	38,64%		645,24	507,41
Veículos	600,42	2,23%	22,11%		587,33	491,70
Têxteis	497,98	2,60%	24,46%		485,36	400,11
Comércio	399,30	11,77%	67,50%		357,24	238,39
Transporte	194,08	0,20%	-2,86%		193,70	199,79
Bebidas	174,09	7,81%	30,06%		161,47	133,85
Saneamento	145,58	3,09%	31,62%		141,22	110,61
Telecomunicações	128,08	24,16%	34,87%		103,16	94,96
Total Geral	12.990,00	1,13%	20,11%		12.845,10	10.814,96

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

As hidrelétricas participantes do MRE geraram 40.854,34 MWmed em setembro de 2016, o que representou queda de 2,05% na comparação mensal e um crescimento de 0,99% na comparação anual.

A garantia física para o mês em questão foi estimada em 53.417,34 MWmed, um valor 2,24% maior ao do mês anterior e 14,79% superior ao do mesmo mês do ano anterior.

Desta forma, o GSF, que representa a razão entre esses dois valores, foi de 76,5%, registrando uma queda de 4,20% no mês e de 12,02% no ano.

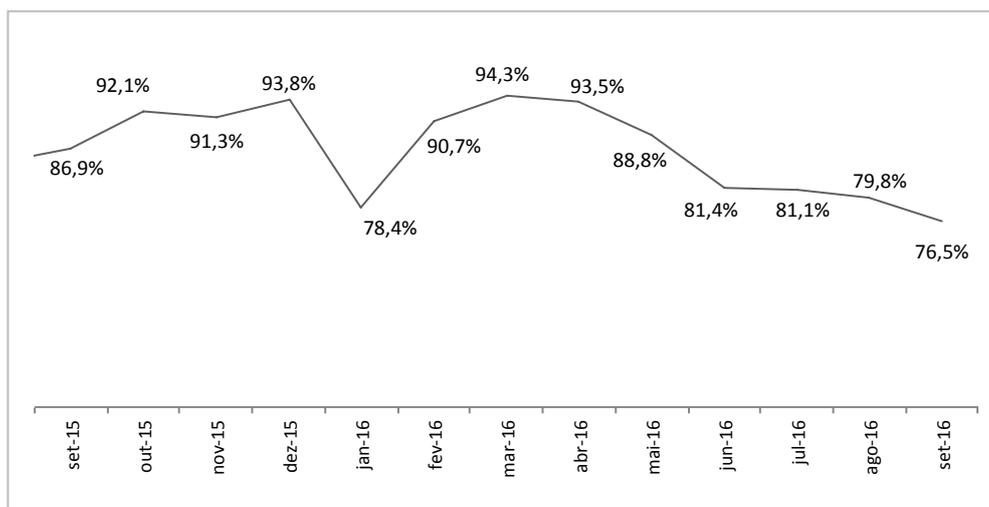
A liquidação financeira referente a setembro de 2016 foi realizada no mês de novembro e movimentou R\$ 770 milhões dos R\$ 2,39 bilhões contabilizados. Do valor não pago, R\$ 90 milhões integram a quantia remanescente do acordo de parcelamento do GSF, R\$ 170 milhões representam outros valores em aberto da liquidação (inadimplência) e o 1,36 bilhão restante está relacionado com liminares de GSF ainda vigentes. Somados os montantes financeiros pagos das liquidações deste ano, já foram quitados R\$ 2,96 bilhões o que equivale a 97% do montante dos valores da repactuação do risco hidrológico (GSF - Generator Scaling Factor).

Tabela 4.9: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
Energia Gerada (MWmed)	40.854,34	-2,05%	0,99%		41.710,30	40.452,81
Garantia Física (MWmed)	53.417,34	2,24%	14,79%		52.247,05	46.534,72
Geração/Garantia Física	0,765	-4,20%	-12,02%		0,798	0,869

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 setembro de 2016, o PLD médio mensal na comparação com o mês anterior apresentou aumento em todos os subsistemas. No subsistema NE e N, o crescimento foi de 24,63%, fazendo com que o PLD médio mensal alcançasse R\$ 149,02/MWh em ambos

os subsistemas. No S e SE/CO, as taxas de crescimento registradas foram um pouco mais altas e PLD médio mensal chegou a respectivamente R\$140,35/MWh e R\$149,02/MWh.

Na comparação anual, todos apresentaram quedas. SE/CO teve redução de 39,49%, S de 43,01%, NE de 39,49% e N de 39,49%.

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

	set-16	set-16/ago-16	set-16/set-15	Tendências 12 meses	ago-16	set-15
SE/CO	149,02	28,83%	-39,49%		115,67	246,28
S	140,35	24,81%	-43,01%		112,45	246,28
NE	149,02	24,63%	-39,49%		119,57	246,28
N	149,02	24,63%	-39,49%		119,57	246,28

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

e) Tarifas de Energia Elétrica

Ao longo do período, cinco distribuidoras apresentaram reajuste tarifário. A distribuidora Boa Vista Energia S/A, que atende a 111 mil unidades consumidoras na capital de Roraima, teve reajuste de -24,31% na alta tensão e -17,05% na baixa tensão, o que resultou em uma redução média de 19,72% das tarifas. As 73 mil unidades consumidoras localizadas no município de Poços de Caldas de Minas Gerais atendidas pela DME Distribuição S/A tiveram reajuste tarifário de -32,07% na alta tensão e -26,83% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de -29,13%. A Amazonas Distribuidora de Energia (AmE) que atende 775 mil de unidades consumidoras no estado do Amazonas apresentou um reajuste tarifário médio de 20,01%, sendo 17,78% para os consumidores da alta tensão e 21,57% para os consumidores da baixa tensão. O reajuste tarifário da Eletrobrás Distribuição Rondônia (Ceron) foi de -5,82% para a baixa tensão e de -7,61% para a alta tensão, resultando em uma redução média de 6,32% na tarifa de energia elétrica as 605 mil unidades consumidoras localizadas em 52 municípios de Rondônia. A Companhia de eletricidade do Acre (Eletroacre)

apresentou reajuste de 7,34% na alta tensão e 8,50% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 8,37% das tarifas. A Eletroacre atende 250 mil unidades consumidoras em 22 municípios do Acre. Por fim, o reajuste tarifário da Companhia Energética de Roraima (CERR) foi suspenso pela ANEEL, devido à inadimplência da distribuidora com obrigações intrasetoriais.

Ocorreu também no período a revisão tarifária periódica (que ocorre em geral a cada quatro anos) da Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP) e da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D). No caso da CHESP, 35,2 mil unidades consumidores localizadas em 10 municípios de Goiás tiveram sua tarifa de energia elétrica reduzida em -12,03%, sendo -24,43% para a alta tensão e -9,34% para a baixa tensão. Já, no caso da CEEE-D, a revisão tarifária implicou na redução de 13,12% nas tarifas de alta tensão e de 17,87% nas tarifas de baixa tensão, resultando no efeito médio de -16,28%. A CEEE-D atende 1,63 milhões de unidades consumidoras localizadas em 72 municípios do Rio Grande do Sul.

Tabela 4.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	-19,7%	01/11/2016 a 31/10/2017
DMED	DME Distribuição S/A	MG	-29,1%	22/11/2016 a 21/11/2017
AME	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	AM	20,0%	29/11/2016 a 28/11/2017
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	RO	-6,3%	30/11/2016 a 29/11/2017
ELETOACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	8,4%	30/11/2016 a 29/11/2017

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisões Tarifárias Periódicas (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
CHESP	Companhia Hidroelétrica de São Patrício	GO	-12,03%	22/11/16
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	-16,28%	22/11/16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

e) Leilões

O 2º Leilão de Reserva de 2016 previsto para 16 de dezembro foi cancelado pela Comissão Especial de Licitação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Devido à deterioração das perspectivas para o cenário econômico, o ONS, a CCEE e a EPE reduziram suas projeções de carga com objetivo de minimizar a sobreoferta no sistema. Desde agosto, a EPE vinha sinalizando que era baixa a necessidade de contratação de energia de reserva.

A ANEEL aprovou o edital do leilão de geração N° 07/2016 - "A-1". Com objetivo é contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração já existentes. No leilão, serão negociados contratos por quantidade, com início do suprimento em 1º de janeiro de 2017 e término em 31 de dezembro de 2018. O preço inicial do produto estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia será de R\$ 120,00/MWh. O leilão A-1 está previsto para 23 de dezembro de 2016.

Foi aprovado também o edital da segunda etapa do Leilão n°2/2016 que visa contratação de energia elétrica

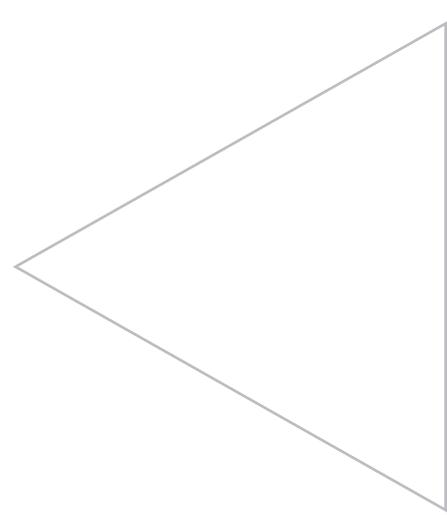
nos Sistemas Isolados para atendimento aos mercados da concessionária Eletrobras Distribuição Amazonas. Os Contratos de Comercialização de Energia nos Sistemas Isolados (CCESI) poderão alcançar o valor global máximo de R\$ 11,5 bilhões. Serão ofertados seis lotes distribuídos em 55 localidades para atender 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 24/2/2017 em Manaus.

Por fim, a Diretoria da ANEEL homologou e adjudicou a segunda etapa do Leilão de Transmissão n° 13/2015 ocorrido no dia 28 de outubro de 2016. Além disso, o resultado do Leilão n° 3/2016, ou 1º Leilão de Energia de Reserva de 2016, também foi homologado pela diretoria da ANEEL, habilitando 22 dos 30 empreendimentos que concorreram ao 1º LER de 2016, no dia 23 de setembro de 2016. Dois empreendimentos vendedores do 1º LER de 2016 ainda se encontram com pendências na documentação.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

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

Petróleo & Gás Natural (Consultas de Interesse e Consultas Públicas)	Objeto	ANP - Chamada Pública para Audiência Pública nº 23/2016	
	Descrição	Divulgar a proposta de minuta de resolução que trata da imposição de penalidades administrativas relacionadas às atividades de downstream e midstream, regulamentando as condutas infracionais que ensejam a aplicação da pena de multa prevista no inciso I do artigo 2º da Lei nº 9.847/99, bem como os procedimentos para sua aplicação e obter subsídios para a redação final da nova Resolução.	
	Etapas	Data	
	Audiência Pública	17/02/17	
	Objeto	ANP - Chamada Pública para 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		
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	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	
	Realização	CANCELADO	
	Objeto	16º Leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes Leilão "A-1"	
	Descrição	Compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, a partir de quaisquer fontes, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2017 e término em 31 de dezembro de 2018	
Etapas	Data		
Realização	23/12/16		
Setor Elétrico (Consultas Públicas)	Objeto	ANEEL - Consulta Pública nº 12/2016	
	Descrição	Obter subsídios para definição de metodologia para inclusão de adicional de receita associada a melhorias para composição da Receita Anual de Geração das usinas hidrelétricas que renovaram as concessões nos termos da Lei nº 12.783/13.	
	Etapas	Data	
Prazo limite para colaboração	Até 21/01/2017		



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:

