



RELATÓRIO INFRAESTRUTURA



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

DESTAQUES DO MÊS

Governo levará ao PPI 3 lotes para concessão de aeroportos



O Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil levará ao conselho do PPI (Programa de Parceria de Investimentos) proposta para a concessão de três blocos de aeroportos, incluindo terminais superavitários e deficitários. Segundo o Ministro da pasta, Maurício Quintella, a proposta prevê a concessão de um bloco do Nordeste, tendo como aeroporto principal o de Recife (PE) e incluindo também os de Maceió (AL), João Pessoa (PB), Teresina (PI), São Luís (MA), Aracaju (SE), Petrolina (PE), Juazei-

ro do Norte (CE). O bloco do Centro-Oeste seria capitaneado pelo aeroporto de Cuiabá (MT) e teria ainda os terminais de Sinop (MT), Barra do Garças (MT), Rondonópolis (MT) e Alta Floresta (MT). O bloco do Sudeste incluiria Santos Dumont (RJ) e os aeroportos de Vitória (ES), Macaé (RJ), Pampulha (MG) e Jacarepaguá (RJ). Além desses aeroportos, o PPI deve encaminhar a relicitação do aeroporto de Viracopos (SP), que teve a concessão devolvida em julho, a concessão do trecho de Rondônia da BR-364 e cerca de 18 terminais portuários. A ideia é lançar o edital para Santos Dumont e para os outros blocos no começo de 2018 e realizar o leilão em meados do ano. A concessão do aeroporto carioca e de um bloco de terminais deficitários da Estatal Infraero será de 30 anos. O grupo que arrematar Santos Dumont e os outros terminais aeroportuários terá de pagar uma outorga de pelo menos R\$ 1,7 bilhão. Além de pagar a outorga, o vencedor do leilão do Santos Dumont terá um compromisso de investir R\$ 2,2 bilhões. A sugestão é que a outorga para o bloco que terá como carro-chefe o aeroporto de Recife poderia custar R\$ 2,2 bilhões. No terceiro bloco, o do Centro-Oeste, o valor da outorga seria mais baixo, estimado em cerca de R\$ 200 milhões. Nesses dois blocos também haverá um compromisso de investimento ao longo da concessão que poderia atingir cerca de R\$ 5 bilhões. (08.08.2017 – Baseado em Folha de São Paulo).

PAINEL

ANEEL abre Audiência Pública para obter subsídios para o aprimoramento de medição constantes do Módulo 5 do PRODIST

ANEEL abre Audiência Pública para obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas aos sistemas de medição constantes do Módulo 5. Os interessados podem enviar contribuições até o dia 10 de setembro de 2017.

Saiba mais: www.aneel.gov.br

Distribuidoras de gás devem ser privatizadas em 2018

As primeiras privatizações das distribuidoras de gás canalizado, no âmbito do programa de desestatização coordenado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), devem ocorrer entre os primeiros trimestres de 2018. Segundo o Chefe do Departamento de Desestatização do BNDES, Fernando Camacho, uma série de companhias estrangeiras já manifestou interesse pelos ativos. Em 2015, a japonesa Mitsui, por exemplo, pagou R\$ 1,9 bilhão por 49% da Gaspetro, da Petrobras. Camacho explicou que o programa de desestatizações respeitará o direito de preferência dos atuais acionistas das concessionárias. A Mitsui é sócia direta de três dos sete

Estados que já manifestaram a intenção de incluir suas concessionárias no Programa de Parcerias e Investimentos (PPI) do Governo. A empresa japonesa, no entanto, possui 49% da Gaspetro e, portanto, uma participação indireta nas demais distribuidoras, com exceção da BR Espírito Santo. Camacho destacou que o direito de preferência dos atuais acionistas está mantido, mas que os estudos sobre as privatizações avaliarão possíveis ajustes regulatórios e nos contratos de concessão. O BNDES já publicou os editais para contratação dos serviços de modelagem da desestatização da MSGás (MS) e Copergás (PE). Outros cinco Estados já manifestaram o interesse por privatizar as concessionárias Sulgás (RS), SCGás (SC), BR-ES, Potigás (RN) e PBGás (PB). O Banco ainda não tem um cronograma definido para a licitação dessas empresas, mas a expectativa é que haja uma sequência de lotes de licitações ainda em 2018. *(Baseado em Valor Econômico – 27.07.2017).*



Investimentos no segmento de biogás devem atingir R\$ 50 bilhões até 2030

O Brasil deve receber investimentos da ordem de R\$ 50 bilhões no setor de biogás, gerado a partir de resíduos principalmente dos setores sucroenergético, de alimentos e de saneamento, até 2030. A projeção é da Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás), com base na proposta brasileira no âmbito da Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP 21), que determina a redução das emissões de gases do efeito estufa em 37% até 2025 e 43% até 2030, em relação ao contabilizado em 2005. O potencial de investimentos estimado pela instituição considera uma produção de biogás, no período, de 32 milhões de metros cúbicos diários, volume um pouco maior que a capacidade de importação de gás natural da Bolívia pelo Brasil, por meio do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Segundo o Vice-Presidente da Abiogás, Gabriel Kropsch, o volume de biometano, no período, pode substituir até 40% do consumo de diesel para transporte no País. O Executivo elogia a nova versão do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), com horizonte até 2026, que contemplou o setor de biogás. Kropsch conta que, recentemente, a Abiogás e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) firmaram acordo para mapear o potencial da oferta de biogás por região e a localização das redes de energia elétrica e de gasodutos. Do ponto de vista regulatório, o executivo destacou a recente resolução publicada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) que determina a especificação do biometano a partir de resíduos urbanos. Até então, havia apenas uma resolução regulamentando a produção do biometano de origem agrícola, publicada há dois anos. *(Baseado em Valor Econômico – 20.07.2017).*

Modelo de venda da Cedae sai em 7 meses, afirma BNDES

O prazo total para a modelagem final do processo de desestatização da Companhia Estadual de Águas e Esgotos (Cedae) do Rio de Janeiro será de aproximadamente sete meses, segundo estimativa do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), responsável por estruturar a operação. Esse prazo, no entanto, pode sofrer alterações dependendo do tempo que o estado do Rio de Janeiro levará para manifestar sua concordância com o modelo proposto de privatização. O BNDES publicou no fim de julho aviso de realização do pregão que vai decidir qual empresa (ou consórcio) ficará responsável pela modelagem do processo de desestatização da Cedae. O Governo do Rio de Janeiro trabalha com o prazo máximo de três anos para a venda da Cedae e espera obter pelo menos R\$ 5,5 bilhões com a operação, conforme estimativas apresentadas pela Fazenda fluminense à Secretaria do Tesouro Nacional. Embora não haja ainda preço mínimo estimado para a Empresa, o Rio de Janeiro espera que a alienação das ações da Cedae gere um saldo remanescente de pelo menos R\$ 2 bilhões. Procurada, a Secretaria de Fazenda do Rio de Janeiro frisou que mesmo não tendo um valor mínimo atribuído à Cedae, o saldo remanescente de R\$ 2 bilhões será destinado ao abatimento de dívidas com a União. *(Baseado em Valor Econômico – 09.08.2017).*

Produção de petróleo no pré-sal ultrapassa a do pós-sal, diz ANP

A produção de petróleo no pré-sal ultrapassou, pela primeira vez, o volume extraído em campos do pós-sal no País, informou a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). De acordo com boletim divulgado pela Agência, os campos do pré-sal produziram em junho a média de 1,352 milhão de barris de petróleo por dia, acima dos 1,321 milhão de barris produzidos em poços no pós-sal. São considerados pré-sal os poços que extraem petróleo e gás de reservatórios localizados abaixo de uma extensa camada de sal no subsolo marinho, que se estende do litoral de Santa Catarina ao Espírito Santo. A existência de reservas abaixo desta camada foi confirmada em 2006. No ano seguinte, a Petrobras e seus sócios confirmaram o grande potencial da área de Tupi, com reservas estimadas na época em cinco a oito bilhões de barris. Rebatizado de Lula, o campo é hoje o maior produtor do País, com a média de 763 mil barris de petróleo por dia em junho, de acordo com a ANP. Sua descoberta deu início ao processo de mudança na lei para garantir exclusividade da Estatal na operação das reservas gigantes do pré-sal, aprovada durante o último Governo Lula em 2010 e revista em 2016. Em junho, segundo a ANP, 77 dos 8.220 poços produtores no Brasil extraíram de reservatórios abaixo da camada de sal. Ao todo, a produção nacional de petróleo somou 2,675 milhões de barris por dia em junho, crescimento de 0,8% em relação a maio e de 4,5% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Somando o gás, a produção nacional foi de 3,374 milhões de barris de óleo equivalente. A produção de gás natural foi de 111 milhões de metros cúbicos por dia, dos quais 53 milhões foram extraídos de poços no pré-sal. *(Baseado em Folha de São Paulo – 09.08.2017).*

Novo plano de concessões mira investimento de longo prazo

Para tentar destravar investimentos superiores a R\$ 220 bilhões em obras estruturais, o Governo prepara um plano nacional de concessões de infraestrutura que deve dar previsibilidade aos leilões, como hoje ocorre no setor elétrico. O projeto está sendo conduzido pelo PPI (Programa de Parcerias de Investimentos) e, segundo o Secretário-Executivo, Adalberto Vasconcelos, a minuta final será discutida com o Presidente Michel Temer no fim de agosto. O planejamento segue o modelo do setor elétrico, que tem diretrizes de longo prazo e cronograma com previsão de ações até 2024. O trabalho está sendo realizado pela EPL (Empresa de Planejamento e Logística)

e definirá prioridades para os anos de 2018, 2019, 2020, 2025, 2030 e 2035. Simulações iniciais da EPL indicam que já seria preciso privatizar rodovias para atrair investimentos de cerca de R\$ 20 bilhões até 2025. Há projetos para ferrovias, portos, aeroportos e hidrovias. Até o momento, o Governo concluiu 54% dos 89 projetos inscritos no PPI. Neste semestre, a expectativa é que sejam realizados os leilões do pré-sal e de blocos exploratórios, as quatro usinas da Cemig e a Lotex (loteria conhecida como “raspadinha”). No total, esses projetos devem movimentar cerca de R\$ 21 bilhões. *(Baseado em Folha de São Paulo – 09.08.2017).*

ANP aprova inscrição de 14 empresas para leilão de áreas de petróleo

Um total de 14 empresas estão inscritas e aprovadas para participar da 14ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás, em 27 de setembro, informou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A lista inclui grandes multinacionais como Shell, ExxonMobil, BP, Total, Repsol e a Petrobras. Também foram aprovadas as alemãs Wintershall do Brasil Serviços e DEA Deutsche Erdoel AG, a

malaia Petronas Carigali, a australiana Karoon e a tailandesa PTTEP. Entre as brasileiras estão empresas de pequeno porte como a Vipetro e a Muncks & Reboques, o que mostra a diversidade das áreas oferecidas. Ao todo, serão leiloados 287 blocos no mar e terra localizados em nove bacias sedimentares. *(Baseado em Valor Econômico – 10.08.2017).*

Aneel aprova edital de leilão de 4 usinas da Cemig

A diretoria colegiada da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou o edital de um leilão para concessão de quatro hidrelétricas da Cemig, a estatal de energia de Minas Gerais. O

leilão das usinas foi marcado para o dia 27 de setembro em São Paulo. *(Baseado em Estado de São Paulo – 09.08.2017).*

1. ENERGIA ELÉTRICA

1.1. Previsão para Entrada em Operação de Novos Geradores – Quadro Geral (ANEEL)

**Previsão para Entrada em Operação (em MW)
de 16 de julho de 2017 até 31 de dezembro de 2021**

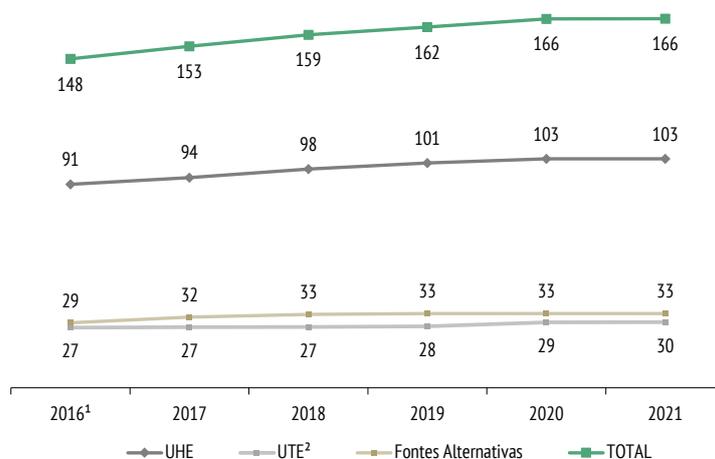
Usinas Hidrelétricas (UHE)						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	1.222	3.853	2.795	1.833	0	9.703
Otimista	1.222	3.881	2.827	1.833	221	9.984
Usinas Termelétricas (UTE)*						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	48	98	340	1.801	50	2.337
Otimista	48	98	350	1.842	50	2.389
Fontes Alternativas - PCHs, Biomassa e Eólica (F.A.)						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	1.645	1.260	362	38	25	3.329
Otimista	1.716	2.649	1.536	1.616	344	7.861
Somatório de UHE, UTE, F.A.						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	2.915	5.210	3.496	3.672	75	15.369
Otimista	2.986	6.628	4.713	5.292	615	20.234

As estimativas divulgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicam, no cenário conservador, aumento de 2% ao ano na capacidade total de geração elétrica do País, considerando o período entre 16 de julho de 2017 e 31 de dezembro de 2021.

No cenário otimista, a previsão de expansão é de aproximadamente 20,2 mil MW no período 2017-2021. Nesse cenário, a taxa média de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica seria de 2,7% ao ano.

Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Cenário conservador: considera somente as usinas sem restrições à entrada em operação.
Cenário otimista: considera as usinas sem restrições à entrada em operação e as usinas com impedimentos tais como licença ambiental não obtida, obra não iniciada e contrato de combustível indefinido.

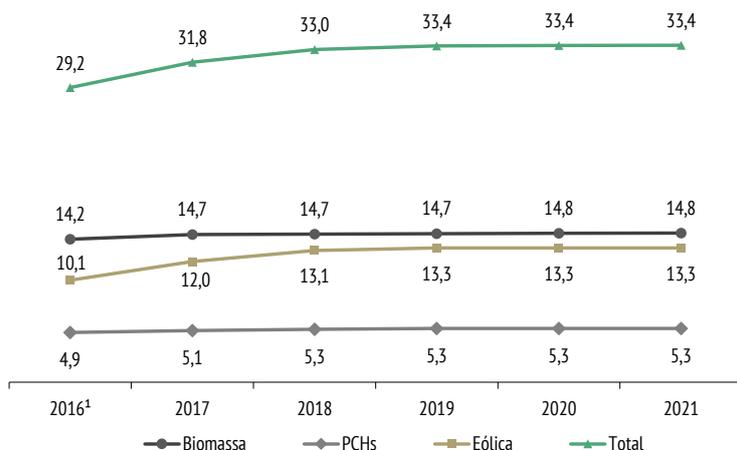
**Previsão da Capacidade Instalada* (GW) e Oferta de Energia Firme (GW médio)
Cenário Conservador**



Fonte:
Elaboração própria com dados da Aneel.

Notas:
¹ Capacidade Instalada em 31/12/2016.
² UTEs movidas a carvão, gás natural, diesel e óleo combustível.
³ PCHs, UTEs movidas a biomassa e eólicas.
* Excluídas as Centrais Nucleares.

**Previsão da Capacidade Instalada - Fontes Alternativas (GW)
Cenário Conservador**



Fonte: Elaboração própria com dados da Aneel.
¹ Capacidade Instalada em 31/12/2016.

A estimativa conservadora de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica, em 2017, é superior à estimativa de crescimento do PIB elaborada pela CNI, respectivamente, 3,8% e 0,3%.

Entre 2017 e 2021, no cenário conservador, estima-se o crescimento de 12,5% da capacidade instalada no Brasil de usinas hidrelétricas (UHEs). O crescimento da geração térmica (UTES), também no cenário conservador, deve ser de 9% no mesmo período. Em dezembro de 2016, a participação das UHEs foi de 62% na matriz elétrica nacional e deve permanecer no mesmo patamar até 2021. A participação na capacidade total instalada das UTEs deve se manter em 18% até 2021.

A participação das usinas térmicas a biomassa deve passar de 10% para 9% e a participação das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) deve se manter em 3% até 2021. A previsão conservadora para a participação das usinas eólicas (EOL) na capacidade total instalada, em 2021, passará de 7% para 8%.

1.1.1. Geração Hidrelétrica e Termelétrica

A previsão otimista prevê a entrada em operação de 10 mil MW de UHEs até 2021 e a previsão conservadora prevê uma entrada de 9,7 mil MW para o mesmo período. Em outras palavras, cerca de 97% da potência prevista não apresenta restrição ao andamento dos trabalhos.

Em relação às termelétricas, prevê-se a entrada em operação no cenário otimista de 2,4 mil MW até 2021. Cerca de 98% dos empreendimentos não apresentam restrição ao andamento dos trabalhos.

1.1.2. Geração a partir de Fontes Alternativas

No cenário conservador, a contribuição das PCHs deverá ser de 292 MW de potência adicional até 2021. Já no cenário otimista, até 2021, devem entrar em operação um total de 1,5 mil MW.

As usinas à biomassa devem acrescentar, no cenário conservador, 486 MW até 2021. No cenário otimista, a contribuição adicional total dessa fonte pode chegar a 1,2 mil MW para o mesmo período.

Apesar da alta capacidade prevista para entrada em operação de eólicas no cenário otimista de 5,2 mil MW, apenas 49% da potência (2,6 mil MW) não apresenta restrições para entrada em operação até 2021.

A principal vantagem da produção de hidrogênio através da eletrólise é a escala flexível de produção e a inexistência de emissão de gases causadores do efeito estufa na atmosfera quando fontes renováveis de energia são utilizadas. A eletrólise convencional é o método mais conhecido de produção de H₂. Consiste na ruptura da composição química da molécula de água entre hidrogênio e oxigênio por meio de corrente elétrica. A produção de um quilo de hidrogênio requer cerca de 53 kWh em eletrolizadores com 75% de eficiência. Prevê-se que o custo em Dólar de produção de um quilo de hidrogênio eletrolítico diminua da faixa de US\$ 3,5 a US\$ 4,5 para US\$ 2 com emprego de energia elétrica fora de ponta. Em todos os casos a eletricidade é o fator de maior ponderação no custo. Quer-se chegar à meta de US\$ 0,30/ kg H₂.

Se a hidroeletricidade é a tecnologia de geração renovável mais difundida e no Brasil o custo de operação e manutenção dos empreendimentos de grande porte amortizados não cifra senão R\$ 0,004/ kWh, esta seria a via competitiva para a produção de hidrogênio por eletrólise. Por que associar produção de hidrogênio e hidroeletricidade? O hidrogênio provê a ligação entre a geração renovável de eletricidade e a demanda móvel ou estacionária de energia. Por outro lado, como as fontes renováveis têm em geral produção intermitente, o hidrogênio pode incrementar a confiabilidade dessas fontes quando empregado como meio de armazenamento energético, como em células a combustível. É via de armazenagem menos custosa do que baterias e mais aplicável do que estações de bombeamento ou estocagem de energia por meio do ar comprimido. Estima-

se que o hidrogênio favorecerá o amadurecimento e o barateamento das demais tecnologias renováveis de geração. Com efeito, embora o custo da energia eólica continue decrescendo, a variabilidade dos ventos impede o efetivo uso continuado da fonte. Nesse caso, a energia gerada em excesso poderia ser empregada na produção de hidrogênio.

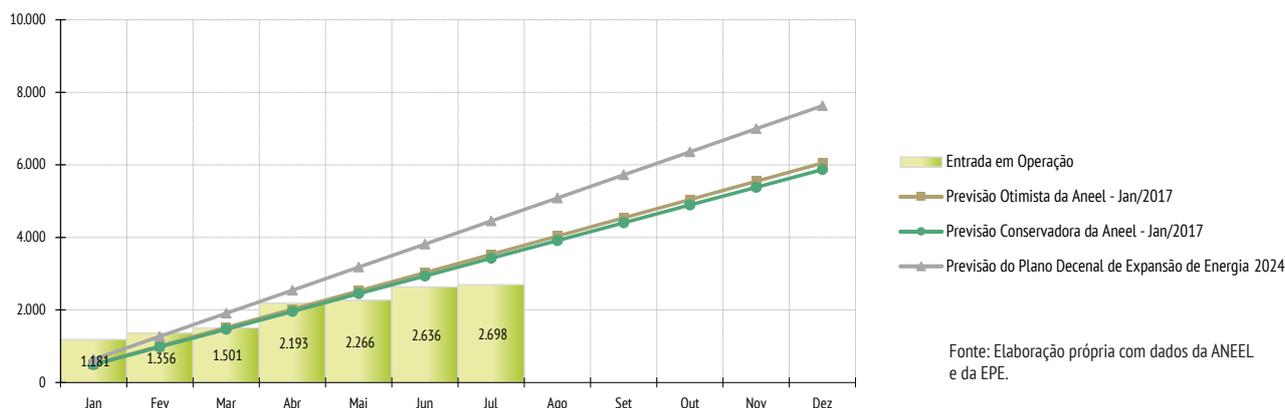
De todo modo, a melhor via para tal fim é a hidroeletricidade. Sem embargo, as usinas se valem de parte da energia hidráulica devido a restrições hidrológicas e econômicas. Pode-se, contudo aumentar a eficiência das centrais por meio da conversão eletrolítica da água em hidrogênio valendo-se da sobra de energia. O hidrogênio é logo convertido em eletricidade através de turbinas a gás ou células a combustível. A energia elétrica gerada fora de ponta ou em períodos de baixa demanda ou mesmo por ocasião de grandes vazões fluviais poderia ser armazenada na forma de hidrogênio. O hidrogênio é então convertido em eletricidade nas horas de ponta. Prosaicamente, o insumo do processo, que é água, é disponível diretamente no local da produção.

A par com uso energético, a produção de hidrogênio poderia atender a fins fabris. Veja-se a usina de Itaipu, como mencionado em reunião recente do Conselho de Infraestrutura da CNI. Itaipu conta com expressivos volumes de energia secundária. Com a instalação de uma planta de amônia para fertilizantes hidrogenados junto à usina, empresas do setor de fertilizantes poderiam instalar-se nas proximidades da binacional e formar um cluster de fertilizantes de inegável valor para o desenvolvimento regional.

11.3. Expansão da Capacidade de Geração

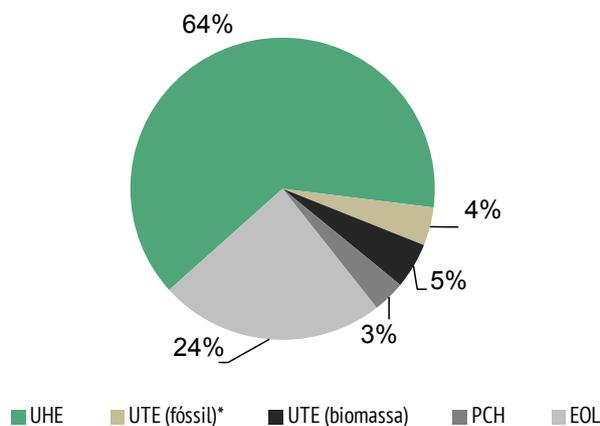
O gráfico apresentado a seguir ilustra os acréscimos mensais de capacidade geradora no sistema interligado nacional. As linhas representam uma média teórica de entrada uniforme de capacidade geradora para que a previsão seja atingida.

Expansão da Capacidade de Geração em 2017 (MW) De 1º de janeiro a 16 de julho



Em 2017, até 16 de julho, entraram em operação 2.698 MW. Desse total, as UHEs representaram 64% da potência total que entrou em operação totalizando 1.717,4 MW. As EOLs representaram 24%, totalizando 645,6 MW. As UTEs fósseis representou 4% (110,3 MW), as PCHs apenas 3% (92,8 MW), enquanto a biomassa representou 5% (131,8 MW) da potência total instalada.

Distribuição da Capacidade Instalada por Tipo de Usina (%) De 1º de janeiro à 16 de julho de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.
* Inclui UTEs a óleo combustível, óleo diesel, gás natural e carvão.

1.2. Consumo de Energia Elétrica (EPE)

O mercado nacional de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres e cativos atingiu, em junho de 2017, 37.816 GWh, apresentando um valor 1% superior ao observado em junho de 2016.

O consumo industrial de energia elétrica foi de 13.770 GWh, valor 0,05% superior ao observado no mesmo mês de 2016. O consumo industrial de energia elétrica representou 36% do total de energia elétrica consumida em junho de 2017.

Alguns indicadores industriais apontaram queda em junho, tais como: a demanda por crédito das indústrias que declinou 11,2% no mês (SERASA EXPERIAN); os desembolsos do BNDES para a indústria da transformação, que retraíram 16,4% em junho; a eliminação de cerca de 7,9 mil vagas formais de trabalho na indústria de transformação no mês (CAGED/MTE); a alta ociosidade do parque produtivo (em torno de 26%), que se manteve em junho (FGV/ IBRE).

Consumo de Energia Elétrica por Classe (GWh)

Classe	Junho	Junho	Var.	Jan-Jun	Jan-Jun	Var.
	2016	2017	%	2016	2017	%
Residencial	10.614	10.846	2	67.827	68.658	1
Industrial	13.763	13.770	0	81.279	81.322	0
Comercial	6.848	6.948	1	45.547	45.253	-1
Outras	6.196	6.252	1	37.699	37.998	1
Total	37.421	37.816	1	232.352	233.231	0

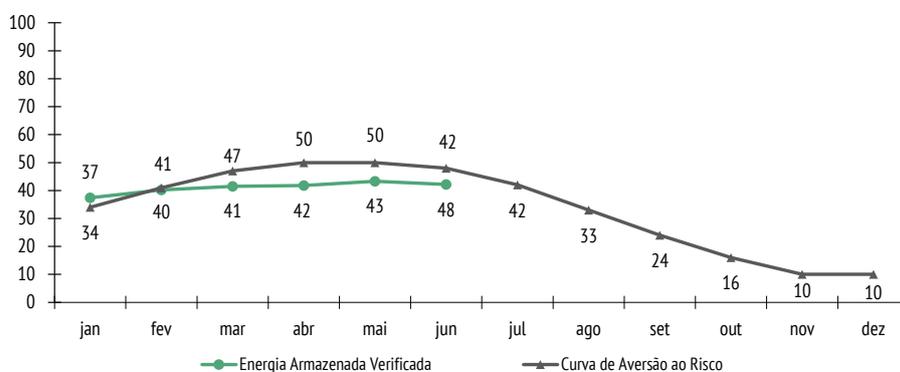
Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

1.3. Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada (ONS)

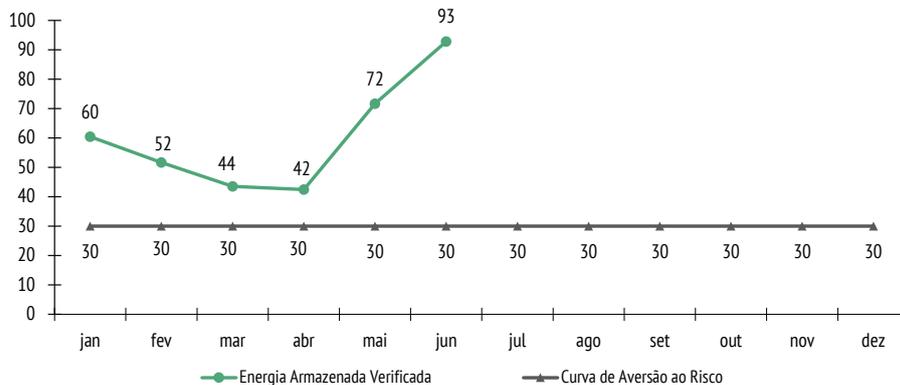
As Curvas de Aversão ao Risco (CAR) estabelecem níveis de energia armazenada, vale dizer, requisito mínimo de armazenagem de energia, em base mensal, adotados como referência de segurança para o atendimento do Sistema Interligado Nacional. Abstraindo o intercâmbio inter regional de energia, para garantir o atendimento ao mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma Região devem ser mantidos sempre acima dessa curva.

Em junho de 2017, as regiões Nordeste e Norte apresentaram queda em relação ao mês anterior, passando de 20% para 18% e 66% para 64%, respectivamente. A região Sul apresentou o maior aumento, passando de 72% para 93%. Somente a região Sul apresentou a energia armazenada acima da CAR (93%). As regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram a energia armazenada abaixo da CAR (48%, 18% e 64%) e mostram indícios de que a capacidade dos reservatórios pode não ser suficiente para atender a demanda no período de seca, deficiência que deve ser suprida por importações de energia dos outros subsistemas ou por acionamento de termelétricas.

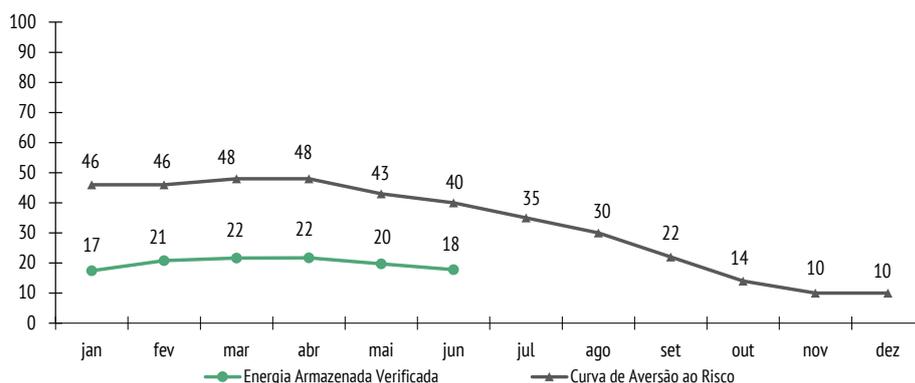
**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Sudeste e Centro-Oeste (%)**



**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Sul (%)**



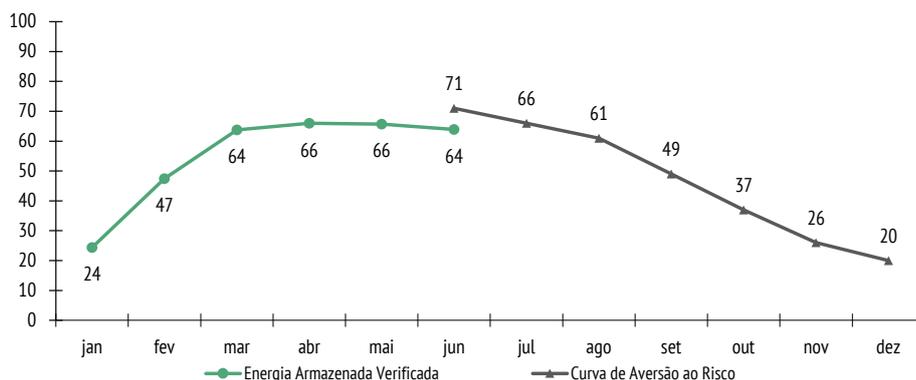
**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Nordeste (%)**



Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017 Norte* (%)

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

* A Curva Bianaual de Aversão a Risco proposta para a Região Norte considera a hipótese de ocorrência das afluições do pior ano do histórico de Tucuruí para o Subsistema Norte - 1963. Aplicação da curva limitada ao período junho-dezembro de cada ano.



1.4. Preço de Liquidação das Diferenças (CCEE)

O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no custo marginal de operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para que sejam considerados no sistema de contabilização e liquidação. Em 2017, o PLD mínimo e máximo são, respectivamente, R\$ 33,68 e R\$ 533,82/MWh.

Na quinta semana de junho de 2017, o PLD atingiu o valor de R\$ 201,07/MWh para as regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste para carga pesada e média, valores abaixo do valor máximo para 2017, para carga leve o Norte e Nordeste apresentaram R\$ 139,88/MWh. Para a região Sul, o PLD apresentou R\$ 92,45/MWh para carga pesada e média e para carga leve apresentou R\$ 89,66.

**Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (R\$/MWh)
Semana 5 - Junho 2017 (Período: 24/06/2017 a 30/06/2017)**

Carga	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Pesada	201,07	92,45	201,07	201,07
Média	201,07	92,45	201,07	201,07
Leve	89,66	89,66	139,88	139,88

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

O cálculo da média mensal do PLD por submercado considera os preços semanais por patamar de carga leve, média e pesada, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês, para todas as Regiões. No mês de junho de 2017, a região Nordeste apresentou PLD médio de R\$ 143,59/MWh. Para as regiões Sudeste e Centro-Oeste a média representou um aumento de 103% (124,70/MWh), para a região Sul representou um aumento de 17% (65,91/MWh) e para a região Norte um aumento de 26% (128,96/MWh) em relação ao valor atingido no mesmo mês do ano anterior.

**Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (R\$/MWh)
Mensal**

Região	Maio	Maio	Variação (%)
	2016	2017	
Sudeste/Centro-Oeste	61,32	124,70	103
Sul	56,13	65,91	17
Nordeste	118,60	143,59	21
Norte	102,20	128,96	26

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

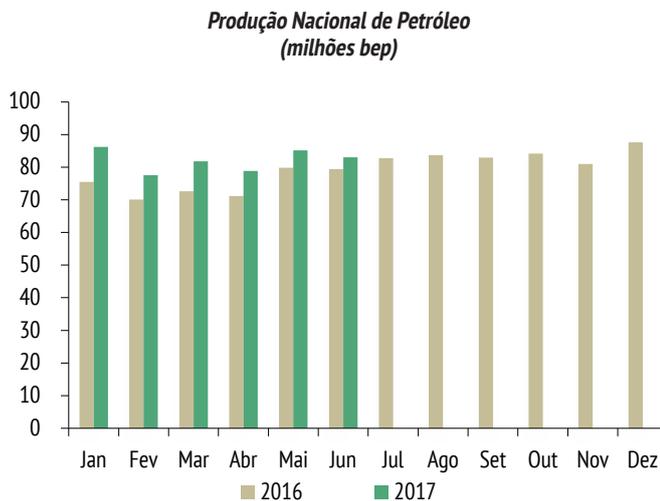
2. PETRÓLEO

2.1. Produção, Comércio Exterior e Processamento de Petróleo (ANP)

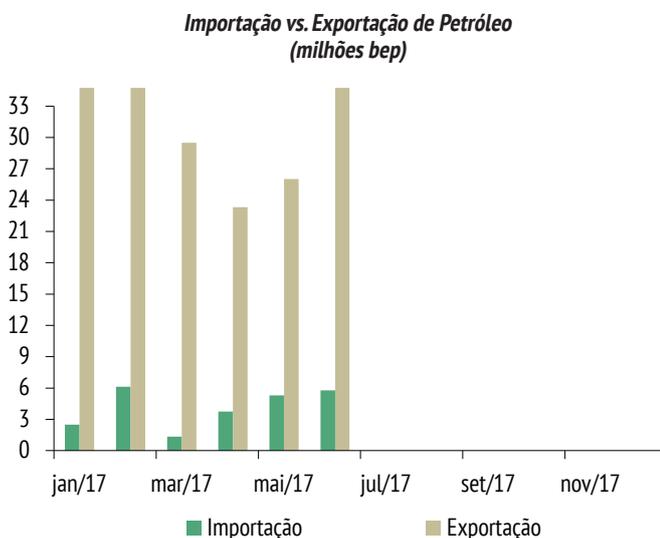
A produção nacional de petróleo, no mês de junho de 2017, foi de 83,1 milhões de barris equivalentes de petróleo (bep), volume 5% superior ao produzido no mesmo mês do ano anterior. No acumulado do ano, a produção foi 10% superior ao ano anterior.

O grau API (escala que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo) médio do petróleo produzido em maio de 2017 foi de 26,8°, sendo que 34,4% da produção foi considerada óleo leve (maior ou igual a 31°API), 50,5% foi considerada óleo médio (entre 22°API e 31°API) e 15,1% foi considerado óleo pesado (menor que 22°API).

O volume correspondente ao processamento de petróleo nas refinarias nacionais, em junho de 2017, foi de 51,8 milhões bep. Esse volume foi 11% inferior ao observado em junho de 2016. No acumulado do ano, o volume de processamento foi 8% inferior.

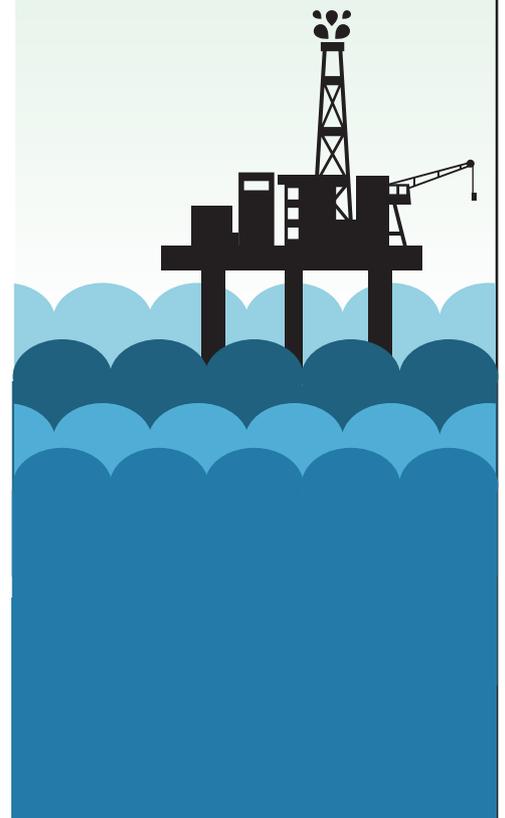


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

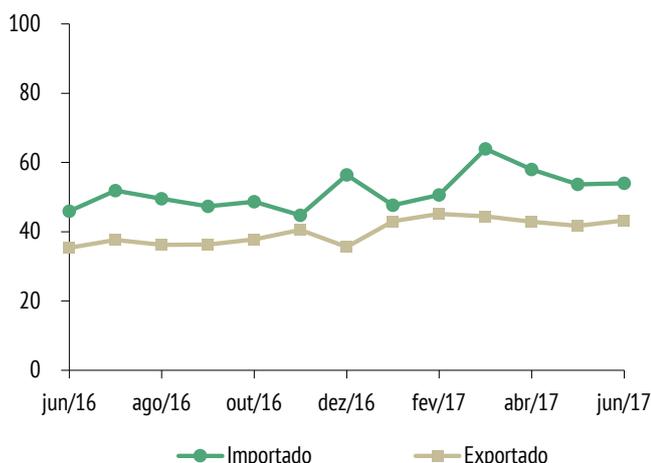


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

De acordo com a ANP, em maio de 2017, cerca de 95% da produção de petróleo do Brasil foi extraída de campos marítimos.



**Preço Médio do Petróleo Importado e Exportado
(US\$ FOB/barril)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

O volume de petróleo exportado pelo País, em junho de 2017, foi de 45,6 milhões de bep, volume 67% superior ao exportado em junho de 2016. No acumulado do ano, o volume de petróleo exportado foi 45,3% superior ao observado no mesmo período de 2016.

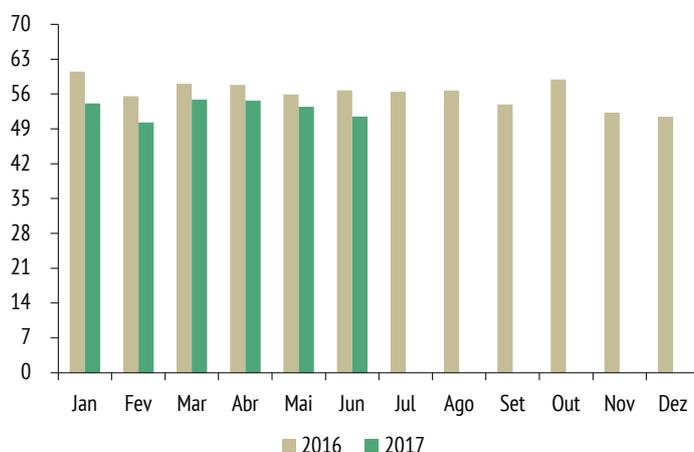
O preço médio do petróleo importado pelo País, em junho de 2017, foi de US\$ 54,0/barril, valor 17,5% superior ao observado em junho de 2016.

2.2. Produção e Comércio Exterior de Combustíveis Derivados de Petróleo (ANP)

Em junho de 2017, a produção nacional de derivados de petróleo foi de 51,5 milhões bep (1 bep equivale a 0,16 m³), volume 9,3% inferior ao produzido em junho de 2016. No acumulado do ano, a produção nacional de derivados foi 7,5% inferior ao mesmo período do ano passado.

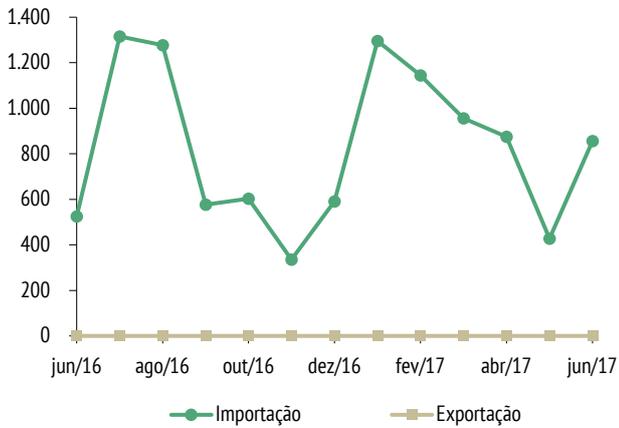
A importação de derivados de petróleo, em junho de 2017 foi de 19,1 milhões bep, valor 47,4% superior ao registrado em junho do ano anterior. No acumulado do ano, a importação observada foi 35,2% superior ao mesmo período do ano passado.

**Produção de Derivados de Petróleo
(milhões bep)**



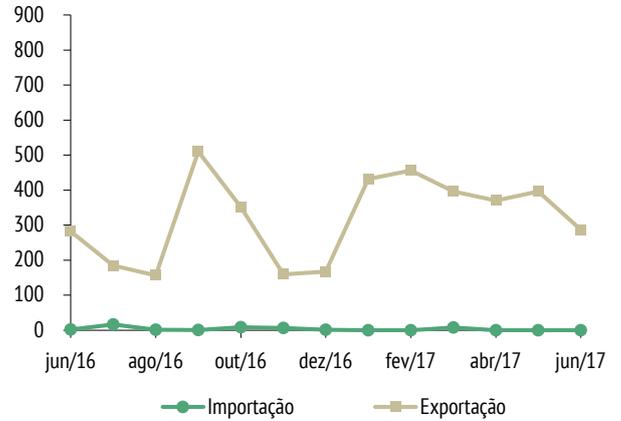
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação e Exportação de Nafta
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

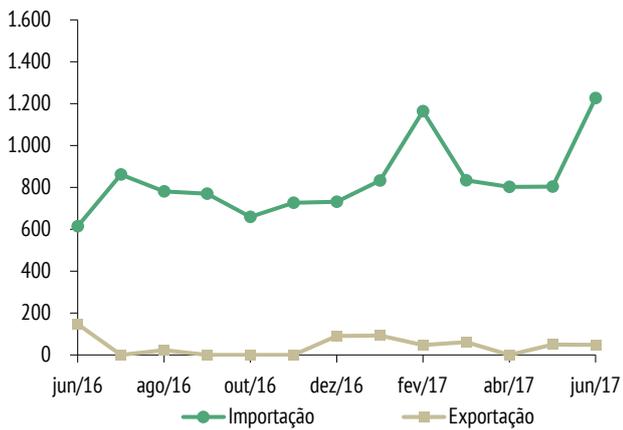
Importação e Exportação de Óleo Combustível
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

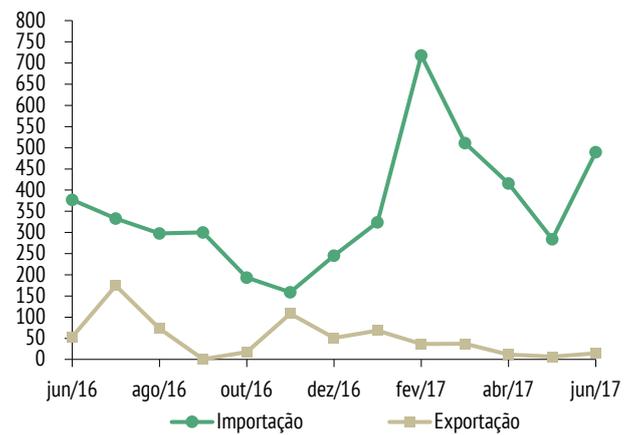
Com respeito à exportação de derivados de petróleo, em junho de 2017, foi constatado um total de 6,8 milhões bep, o que representa um volume 6,6% inferior ao observado no mesmo mês de 2016. No acumulado do ano, a exportação foi 8,3% superior.

Importação e Exportação de Óleo Diesel
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação e Exportação de Gasolina
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

2.3. Dependência Externa de Petróleo e Derivados (ANP).

Em junho de 2017, o Brasil registrou uma dependência externa negativa de 50% na balança comercial de petróleo e derivados. A importação de petróleo e derivados foi 28 milhões bep inferior à exportação de petróleo e derivados frente a um consumo aparente de 55 milhões de bep. Em junho de 2016, a dependência externa foi negativa em 19%. No acumulado do ano de 2017, foi observada uma dependência negativa de 35%.

Dependência Externa de Petróleo e Derivados (milhões bep)

	Junho/2016	Jan-Jun/2016	Junho/2017	Jan-Jun/2017
Produção de Petróleo (a)	79	449	83	493
Imp. Líq. de Petróleo (b)	-20	-106	-40	-187
Imp. Líq. de Derivados (c)	6	36	12	59
Consumo Aparente (d)=(a+b+c)	65	378	55	365
Dependência Externa (e)=(d-a)	-14	-70	-28	-127
Dependência Externa (e)/(d)	-21%	-19%	-50%	-35%

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

2.4. Balança Comercial de Petróleo e Derivados (ANP).

A balança comercial brasileira de petróleo e derivados, em junho de 2017, apresentou saldo positivo de US\$ 845 milhões FOB. Ou seja, o Brasil exportou US\$ 845 milhões FOB a mais do que importou. No mesmo mês do ano anterior, esse saldo foi positivo de US\$ 314 milhões FOB. No acumulado do ano, a balança comercial de petróleo e derivados apresentou saldo positivo de US\$ 4.101 milhões FOB.

Balança Comercial de Petróleo e Derivados (milhão US\$ FOB)

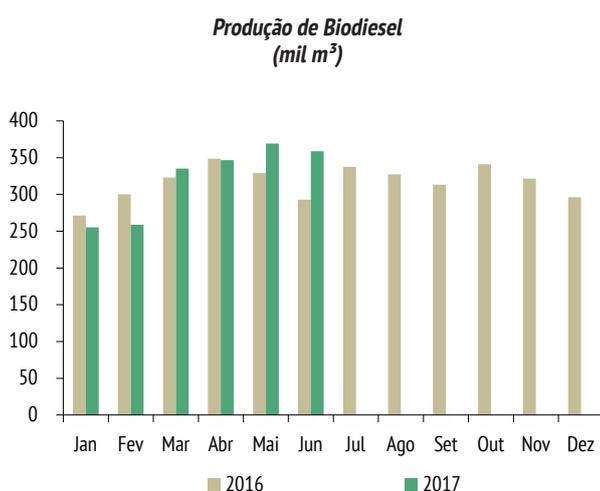
	Junho/2016	Jan-Jun/2016	Junho/2017	Jan-Jun/2017
Petróleo				
Receita com exportação (a)	966	4.035	1.975	9.208
Dispêndio com importação (b)	354	1.660	312	1.328
Balança Comercial (c)=(a-b)	613	2.375	1.662	7.879
Derivados				
Receita com exportação (d)	331	1.648	369	2.513
Dispêndio com importação (e)	630	3.671	1.187	6.291
Balança Comercial (f)=(d-e)	-299	-2.024	-818	-3.778
Petróleo e Derivados				
Receita Total com exportação (g)=(a+d)	1.298	5.682	2.344	11.721
Dispêndio Total com importação (h)=(b+e)	984	5.331	1.499	7.620
Balança Total (i)=(g)-(h)	314	352	845	4.101

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

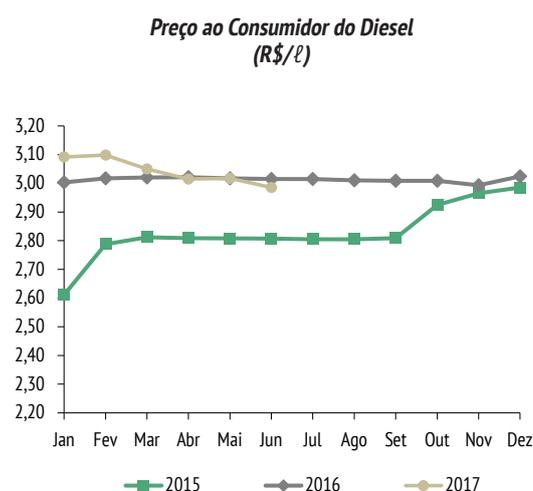
3. BIOCOMBUSTÍVEIS

3.1. Produção de Biodiesel (ANP)

A produção nacional de biodiesel, em junho de 2017, foi de 359 mil m³, montante 22,5% superior ao produzido em junho de 2016. No acumulado do ano, a produção de biodiesel foi 3% superior. O preço do óleo diesel (misturado com biodiesel), em junho de 2017, foi de R\$ 2,985/ℓ, mesmo valor observado em junho de 2016.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

3.2. Álcool

3.2.1. Produção de Álcool e Açúcar (MAPA)

A safra 2016/2017, já encerrada, produziu 27,8 milhões de m³ de álcool, volume 9% inferior ao produzido na safra 2015/2016. Já a produção de açúcar teve um aumento significativo de 16% em relação à safra anterior, totalizando 38,8 milhões de toneladas.

A nova safra 2017/2018 produziu, até o dia 30 de junho de 2017, 7,8 milhões de m³ de álcool, sendo 4,6 milhões de m³ referentes à produção de álcool etílico hidratado (59%). Em relação ao mesmo período da safra 2016/2017, houve uma redução de 19% na produção de álcool hidratado. A produção total de álcool caiu 15% em relação ao mesmo período da safra anterior.

A produção de açúcar se manteve constante, até 30 de junho, produziu-se 10,9 milhões de toneladas de açúcar, volume similar ao observado no mesmo período da safra 2016/2017.

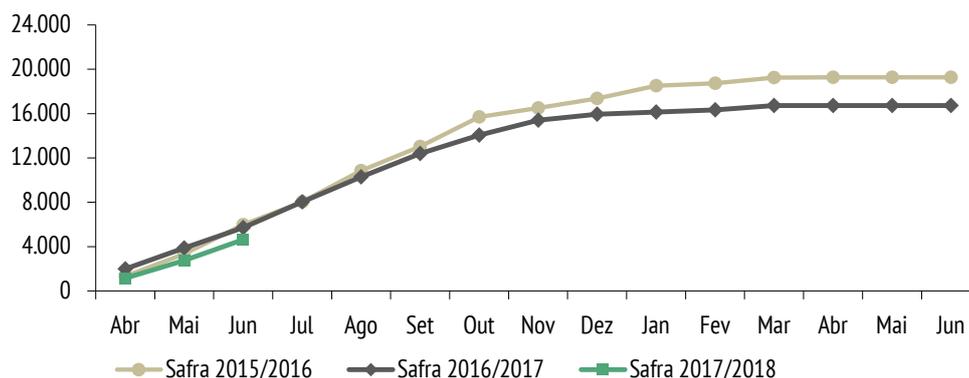
As safras se iniciam em abril e se encerram em junho do ano posterior. Assim, durante 3 meses se observam duas safras paralelas nos diferentes estados brasileiros.

Produção de Álcool e Açúcar - Valores Acumulados

	Safra 2016/2017 (até 30 de junho de 2016)	Safra 2017/2018 (até 30 de junho de 2017)	Variação (%)
Álcool Anidro (mil m ³)	3.459	3.196	-8
Álcool Hidratado (mil m ³)	5.704	4.634	-19
Total Álcool (mil m³)	9.163	7.830	-15
Açúcar (mil ton)	10.951	10.938	0

Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

Produção de Álcool Etílico Hidratado (mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

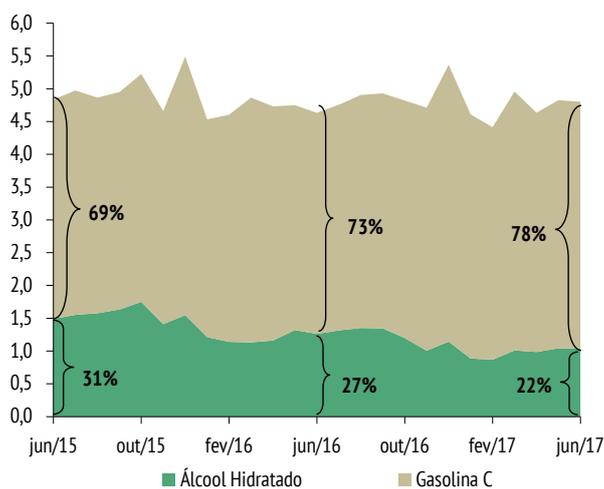
3.2.2. Vendas de Álcool Etílico Hidratado (ANP)

As vendas de álcool etílico hidratado foram de 1 milhão m³ em junho de 2017. Esse número representa uma queda de 15% em relação ao volume vendido em junho do ano anterior.

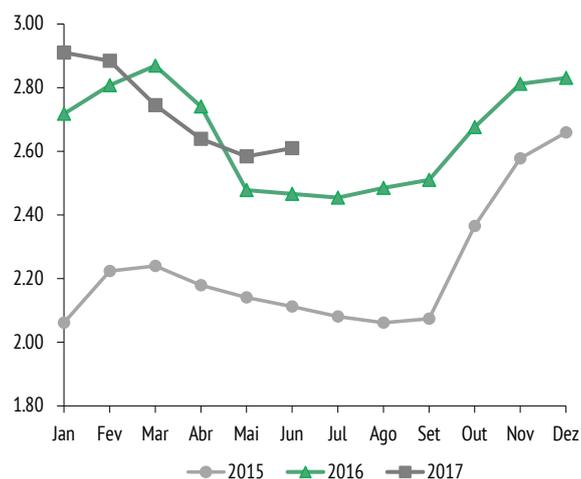
As vendas de álcool etílico hidratado representaram 22% do universo de vendas do álcool e da gasolina em junho de 2017. Essa participação foi 5 pontos percentuais inferior ao observado em junho de 2016.

Em junho de 2017, o preço médio ao consumidor do álcool etílico hidratado foi de R\$ 2,610/ℓ, valor 6% superior ao registrado no mesmo período de 2016.

Vendas de Álcool Etílico Hidratado e Gasolina C¹ (milhão m³)



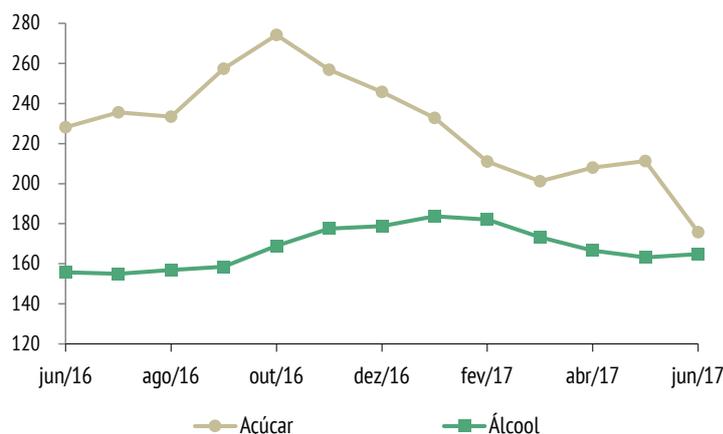
Preço ao Consumidor do Álcool Etílico Hidratado (R\$/ℓ)



¹Gasolina C: Gasolina A + percentual de Álcool Anidro.
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Índice de Preço do Açúcar* e do Álcool Etílico Hidratado
(JUN/07 = 100)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP e da ESALQ/USP.

* Foi considerado o preço do açúcar cristal observado no Estado de São Paulo, no 1º dia útil de cada mês, divulgado pela ESALQ/USP.

4. GÁS NATURAL

4.1. Produção, Importação e Oferta Interna de Gás Natural (ANP)

A produção nacional diária média de gás natural, em junho de 2017, foi de 111,1 milhões m³, representando um aumento de 7% comparado à média verificada em junho de 2016.

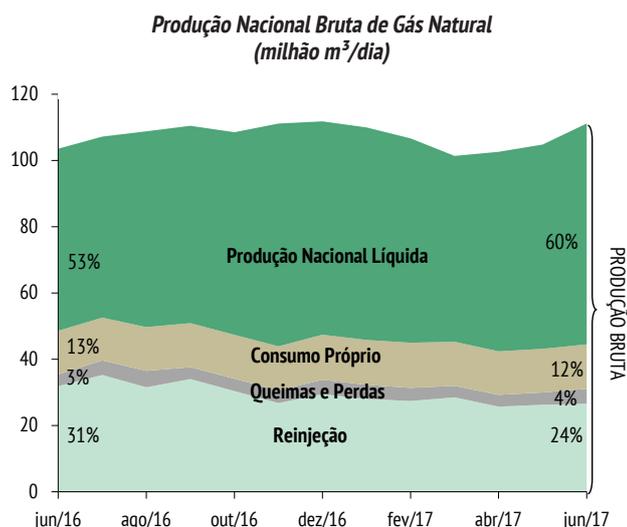
A importação de gás natural realizada pelo País, em junho de 2017, foi de 22,9 milhões m³/dia. A oferta total líquida desse energético, descontando o gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção, naquele mês, foi de 89,6 milhões m³/dia. Este montante é 7% superior ao observado em junho de 2016.

A proporção de gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção (E&P) foi de 40% em junho de 2017. Em junho de 2016, essa proporção havia sido de 47%.

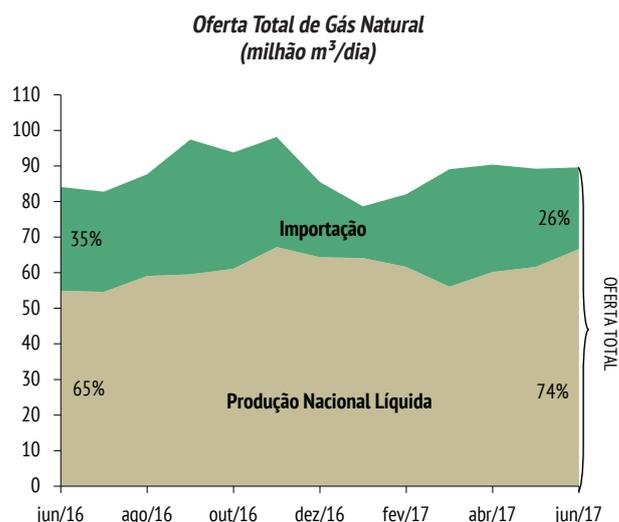
Balanço do Gás Natural no Brasil (mil m³/dia)

	Média em Junho/2016	Média do período Jan-Jun/2016	Média em Junho/2017	Média do período Jan-Jun/2017	Varição (%)
Produção Nacional¹	103.518	97.981	111.135	106.070	7%
- Reinjeção	31.875	29.416	26.565	27.062	-17%
- Queimas e Perdas	3.529	3.999	4.511	3.913	28%
- Consumo Próprio	13.167	12.605	13.397	13.359	2%
= Produção Nac. Líquida	54.946	51.961	66.662	61.735	21%
+ Importação	29.175	43.290	22.960	24.783	-21%
= Oferta	84.121	95.251	89.622	86.519	7%

¹ Não inclui Gás Natural Liquefeito.
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

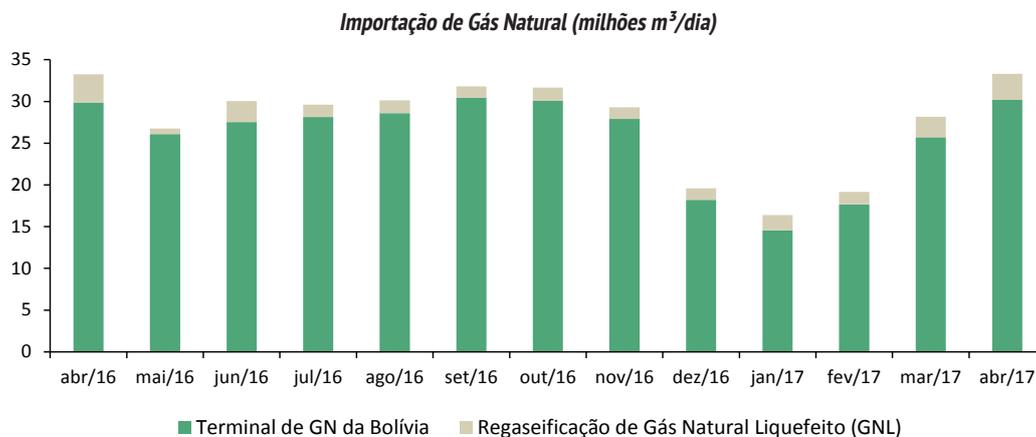


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

4.2. Importação Média de Gás Natural (MME)

A importação média de Gás Natural da Bolívia, em abril de 2017, foi de 30,2 milhões de m³/dia, volume 1% superior ao observado no mesmo mês de 2016.

Em abril de 2017, a importação média de Gás Natural Liquefeito (GNL) totalizou 3,1 milhão m³/dia, volume 7% inferior ao montante observado em abril do ano anterior.



Fonte: Elaboração própria com dados do Ministério de Minas e Energia.

4.3. Consumo de Gás Natural (ABEGÁS)

O consumo de gás natural no país em maio de 2017 foi, em média, cerca de 62,3 milhões de m³/dia. Essa média é 13% superior ao volume médio diário consumido em maio de 2016.

O setor industrial, em maio de 2017, consumiu cerca de 27,8 milhões de m³/dia de gás natural, volume 4% superior ao apresentado no mesmo mês do ano anterior.

Consumo de Gás Natural por Segmento

	Médio (mil m ³ /dia)		Variação %	
	Mai/2016	Mai/2017	Mai-2017/Mai-2016	Acumulado no Ano
Industrial	26.730	27.815	4	3
Automotivo	4.815	5.237	9	9
Residencial	1.033	1.289	25	12
Comercial	845	776	-8	-6
Geração Elétrica	14.168	22.154	56	-7
Co-geração*	2.215	2.747	24	5
Outros	5.586	2.293	-59	-55
Total	55.392	62.311	13	-5

Fonte: Elaboração própria com dados da Abegás.

*O segmento co-geração contempla os consumos de co-geração industrial e co-geração comercial.

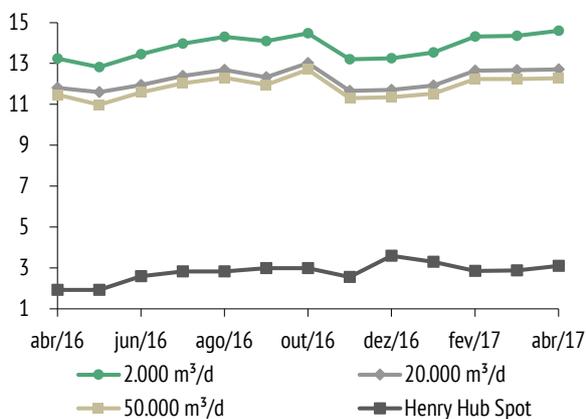
O setor industrial foi responsável por 45% do consumo de gás natural em maio de 2017. A geração elétrica foi o segundo setor em consumo, responsável por 36% do volume total de gás consumido no mesmo mês.

4.4. Preço do Gás Natural (MME)

O preço médio do gás natural ao consumidor industrial, em abril de 2017, foi de US\$ 13,2/MMBTU, valor 8% superior ao observado em abril de 2016 (US\$ 12,2/MMBTU). Esse valor inclui impostos e custos de transporte.

Em abril de 2017, o preço médio do gás natural no mercado spot Henry Hub foi de US\$ 3,10/MMBTU, valor 61% superior ao apresentado em abril de 2016 (US\$ 1,92/MMBTU). Esse preço não inclui impostos, transporte nem margem do distribuidor e é estabelecido nos dias úteis em negociações para entrega do dia seguinte.

Preço Médio do Gás Natural: Consumidor Industrial¹ e do Mercado Spot Henry Hub² (US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria com dados do Ministério de Minas e Energia e do Governo de Nebraska (EUA).

¹ Preço com impostos e custo de transporte. Média mensal.

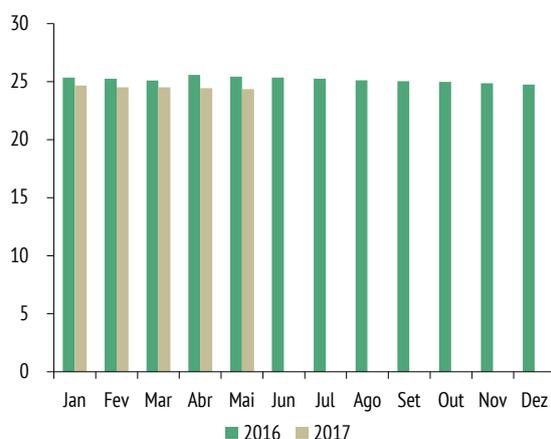
² Preço sem impostos e custo de transporte. Média ponderada mensal das cotações diárias.

5. TELECOMUNICAÇÕES

5.1. Indicadores do Serviço de Telefonia Fixa (ANATEL)

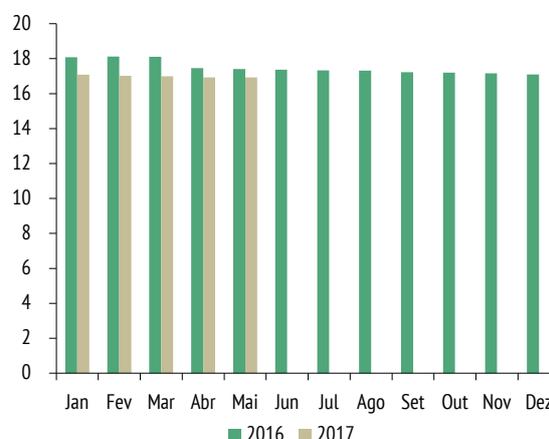
Os acessos fixos instalados são o conjunto formado pelo número total de acessos em serviço, inclusive os destinados ao uso coletivo, mais os acessos que, embora não ativados, disponham de todas as facilidades necessárias à entrada em serviço. O total de acessos fixos instalados em 2017 tiveram uma queda de 3% em relação ao registrado em maio de 2016. O total de acesso fixos em serviço reduziu para 24,4 milhões em maio de 2017, valor 4% inferior ao registrado em maio de 2016.

Acessos Fixos Em Serviço (milhões)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

Acessos Fixos Instalados (milhões)

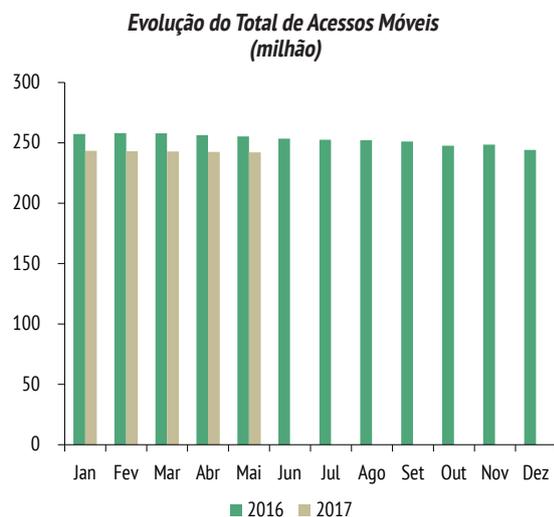


Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

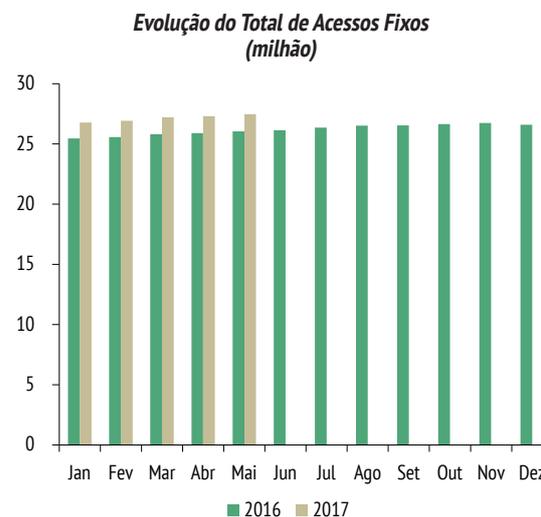
5.2. Serviços Contratados Ativos de Internet Móvel e Fixa (ANATEL)

O número total de acessos via telefonia móvel em maio de 2017 foi de 242,1 milhões, montante 5% inferior ao observado no mesmo período de 2016.

Os acessos totais de internet fixa tiveram um crescimento de 5% se compararmos com os valores de maio de 2016. Em maio de 2017 tivemos aproximadamente 27,5 milhões de acessos fixos enquanto que no mesmo período do ano anterior esse valor foi de 26 milhões.



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

6. TRANSPORTES

6.1. Portos Selecionados e Terminais de Uso Privativo (ANTAQ)

Em junho de 2017, a movimentação de granel sólido nos portos públicos e nos terminais de uso privativo (TUPs) apresentou um aumento de 14% em relação a junho de 2016. A movimentação de granel líquido foi 7% superior ao movimentado no mesmo mês do ano anterior, enquanto a carga geral apresentou uma queda de 31%.

Os TUPs representaram 66% da movimentação total de carga nos portos e terminais em junho de 2017. A movimentação total nos TUPs foi de 61.722 mil toneladas, volume 16% superior ao observado em junho de 2016. Os portos públicos movimentaram 32.241 mil toneladas, volume 5% superior em comparação com mesmo mês do ano anterior.

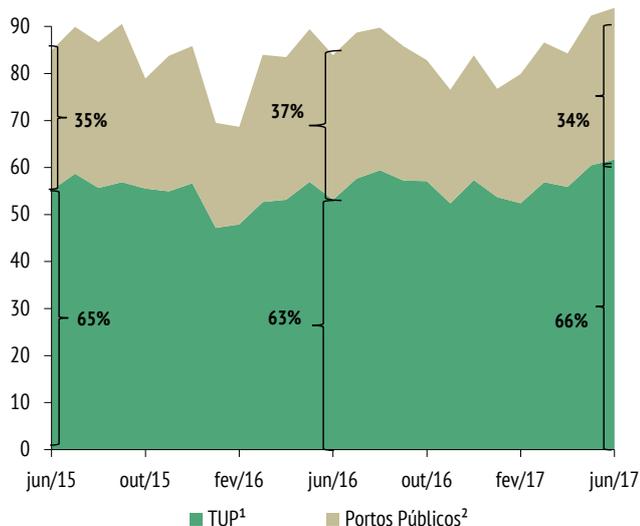
A quantidade de contêineres movimentados em todos os portos organizados e terminais privados do país, em junho de 2017, foi de 738 mil TEUs (twenty-foot equivalent unit), montante 6% superior em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Movimentação Total de Cargas – por natureza* (mil t)

	Período		Variação %
	Jun/2016	Jun/2017	Jun-2017 / Jun-2016
Granel Sólido (a)	54.449	61.950	14%
Portos Públicos	19.051	19.740	4%
TUPs	35.398	42.210	19%
Granel Líquido (b)	17.424	18.702	7%
Portos Públicos	4.444	4.548	2%
TUPs	12.980	14.153	9%
Carga Geral Solta (c)	12.042	8.299	-31%
Portos Públicos	7.268	6.348	-13%
TUPs	4.773	1.952	-59%
Total (a+b+c)	83.915	93.963	12%
Portos Públicos	30.764	32.241	5%
TUPs	53.151	61.722	16%

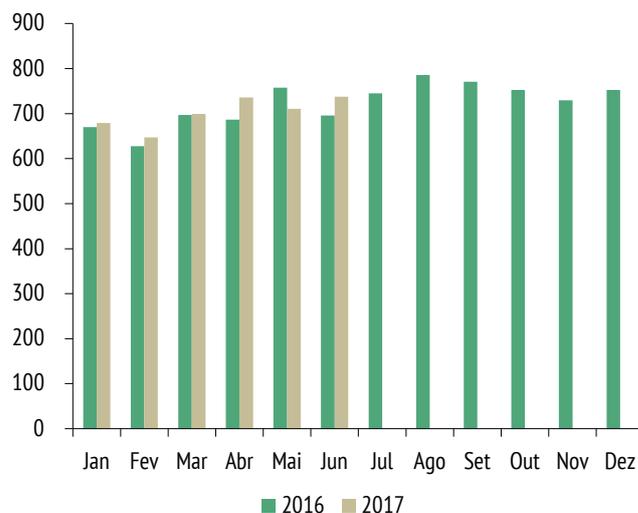
Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
* Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

**Movimentação Total de Cargas
(milhões t)**



Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
*Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

**Movimentação Total de Contêineres*
(mil TEUs)**



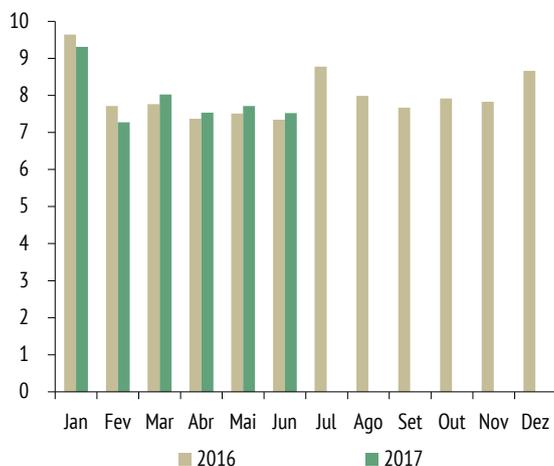
Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
*Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

6.2. Transporte Aéreo (ANAC)

A movimentação de passageiros pagos em junho de 2017, somando mercado nacional e internacional, foi de 7,52 milhões de passageiros, valor 8,1% inferior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. Os passageiros nacionais representam 92% da movimentação total de junho de 2017.

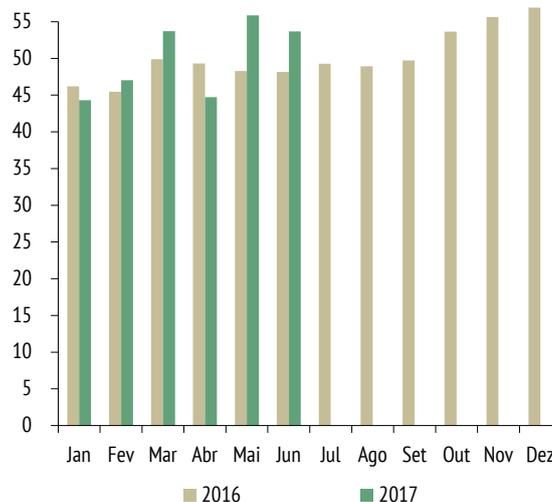
A movimentação de carga aérea total no País em junho de 2017, somando mercado nacional e internacional, foi de 53,7 mil toneladas, montante 2% inferior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. A carga doméstica respondeu por 65% do total de cargas movimentado no período.

**Movimentação mensal de Passageiros
(milhões)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANAC.

**Movimentação mensal de Cargas
(mil toneladas)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANAC.

6.3. Cargas Ferroviárias (ANTT)

A movimentação de mercadorias nas ferrovias, em junho de 2017, foi de 46,5 milhões de toneladas úteis (TUs), valor 14% superior ao observado no mesmo período de 2016. A indústria siderúrgica foi a que apresentou maior crescimento na movimentação de mercadorias transportadas por ferrovias (38%) enquanto que a indústria cimenteira e construção civil apresentou maior retração (-37%). O minério de ferro correspondeu a 77% do total movimentado em junho de 2017.

Movimentação de Mercadoria nas Ferrovias

Ano	2016	2017	Variação (%)
	Junho (mil TU)	Junho (mil TU)	
Mercadoria			Jun-17 / Jun-16
Minério de Ferro	31.445	35.622	13
Soja e Farelo de Soja	2.621	3.326	27
Indústria Siderúrgica	1.761	2.424	38
Carvão/Coque	1.314	1.258	-4
Combustíveis e Derivados de Petróleo e Álcool	790	915	16
Produção Agrícola (exceto soja)	744	772	4
Graneis Minerais	544	611	12
Extração Vegetal e Celulose	410	540	32
Contêiner	391	372	-5
Aduos e Fertilizantes	324	323	0
Cimento	241	212	-12
Indústria Cimenteira e Construção Civil	200	126	-37
Carga Geral - Não Containerizada	7	5	-29
Total	40.793	46.506	14

Fonte: Elaboração própria com dados da ANTT.

6.4. Participação dos Modos de Transporte no Comércio Exterior (MDIC)

Em junho de 2017, a movimentação total de exportação e importação realizada no Brasil foi de 77,3 milhões de toneladas, volume 16% superior ao averiguado em junho de 2016. As exportações totalizaram 64,1 milhões de toneladas, 70% do total.

Movimentação Total (exportação e importação) por modo

Modo	mil t		Variação (%)	
	Jun/2016	Jun/2017	Jun-2017 / Jun-2016	Acumulado do ano
Marítimo	63.114	73.634	17	5
Fluvial	1.316	1.716	30	-10
Aéreo	91	99	9	8
Ferrovário	33	16	-52	-25
Rodoviário	1.078	991	-8	1
Outros*	770	807	5	-30
Total	66.403	77.263	16	4

Fonte: Elaboração própria com dados do MDIC.

*Linha de transmissão, tudo-conduto, postal, próprio, lacustre.

7. INVESTIMENTOS PRIVADOS EM INFRAESTRUTURA

7.1. Desembolsos do BNDES

Em junho de 2017, o desembolso total realizado pelo BNDES na área de infraestrutura (refino e álcool, energia elétrica e gás natural, saneamento, telecomunicações e transporte) foi de R\$ 1,8 bilhão, valor 3% inferior ao aportado em junho de 2016.

Ao longo de 2017, o BNDES desembolsou R\$ 11,1 bilhões em infraestrutura, volume 49% inferior ao desembolsado em 2016 (R\$ 21,7 bilhões). O setor com maior queda foi o de saneamento com queda no investimento de 54%.

Desembolso mensal BNDES

Setor	Junho/2016 R\$ milhão	Junho/2017 R\$ milhão	Variação (%)	Participação (%)
Refino e Álcool	50	37	-25	2
Energia Elétrica e Gás Natural	868	989	14	56
Saneamento	76	35	-54	2
Telecomunicações	22	123	453	7
Transporte	797	581	-27	33
Aéreo	0	0	-100	-
Aquaviário	18	94	427	-
Terrestre	779	486	-38	-
Total Infraestrutura	1.813	1.764	-3	100

Fonte: Elaboração própria com dados do BNDES.

8. EXECUÇÃO DO ORÇAMENTO DA UNIÃO (SIAFI)

8.1. Orçamento Geral e de Investimentos da União (Tabela I)

A dotação total autorizada registrada no SIAFI para o Orçamento da União de 2017 é de, aproximadamente, R\$ 3,4 trilhões. Deste valor, aproximadamente R\$ 56,2 bilhões corresponderam à alínea “investimentos”, o que representa 2% do orçamento total de 2017.

Entre os órgãos superiores, o Ministério dos Transportes detém o maior orçamento de investimentos, em valor absoluto, R\$ 12,2 bilhões o que representa 21,5% da dotação total do órgão.

Do orçamento de investimentos da União para 2017, foram empenhados R\$ 21,3 bilhões, cerca de 38% da dotação autorizada até julho. No mesmo período foram liquidados R\$ 5,6 bilhões. Foram pagos do orçamento aproximadamente R\$ 4,9 bilhões. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, soma R\$ 16,4 bilhões.

8.2. Orçamento Geral e de Investimentos do Ministério dos Transportes (Tabelas I e II)

Do montante de R\$ 12,2 bilhões autorizados para os investimentos do Ministério dos Transportes em 2017, foram empenhados, até julho, cerca de R\$ 7,3 bilhões (60% da dotação autorizada) e liquidados R\$ 2 bilhões. Até julho de 2017, foram pagos do orçamento cerca R\$ 1,5 bilhão. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, somam R\$ 4,1 bilhões.

Cerca de 77% dos recursos autorizados para investimentos do Ministério dos Transportes (R\$ 9,4 bilhões) estão destinados ao setor rodoviário. O restante está dividido entre os setores ferroviário (R\$ 893 milhões, ou 7%), portuário (R\$ 588 milhões), aeroportuário (R\$ 525 milhões), hidroviário (R\$ 212 milhões) e outros (R\$ 520 milhões).

8.3. Restos a Pagar – Orçamento de Investimentos (Tabela III)

O Ministério dos Transportes inscreveu, em 2017, cerca de R\$ 307 milhões em restos a pagar processados. A União inscreveu, aproximadamente, R\$ 4,5 bilhões de restos a pagar processados. Em relação aos restos a pagar não-processados, o Ministério dos Transportes tem R\$ 7,6 bilhões inscritos, enquanto a União tem R\$ 56,3 bilhões de restos a pagar não-processados inscritos para 2017.

Do volume total de restos a pagar inscritos pelo Ministério dos Transportes, 33% foram pagos em 2017 (excluídos os cancelamentos). No caso da União, os pagamentos correspondem a 19% do total de restos a pagar inscritos.

9. EXECUÇÃO DO ORÇAMENTO DAS ESTATAIS (MPOG) (TABELA IV)

Até o 3º bimestre de 2017, as empresas estatais e agências de fomento apresentaram dotação autorizada para investimentos no valor de R\$ 91,5 bilhões. Foram executados, até junho, investimentos no valor de R\$ 23,6 bilhões, equivalente a 26% da dotação autorizada. Esse valor foi 13% inferior ao desembolsado em 2016.

Em relação às Estatais vinculadas ao Ministério de Minas e Energia, a dotação de investimentos para 2017 foi de, aproximadamente, R\$ 81,9 bilhões. As despesas totais realizadas, de janeiro a junho de 2017, foram de cerca de R\$ 21,8 bilhões, o que representa uma execução de 27% do autorizado e 92% do total executado pelas Estatais.

Entre as empresas estatais, o Grupo Petrobras concentrou 61% da dotação autorizada para as Estatais em 2017 e respondeu por 66% da despesa realizada até junho de 2017 num total de R\$ 15,5 bilhões (execução de 28% de sua dotação).

ANEXOS

Tabela I - Execução Orçamentária da União - OGU 2017
Investimentos - Por Órgão Superior

Valores em final de período - atualizados até 30/07/2017*

R\$ milhão

Órgão Superior	Dotação Autorizada (a)	Empenho (b)	(b/a) %	Liquidação (c)	(c/a) %	Pagamento (d)	(d/a) %	Restos a Pagar pagos (e)	Total Pago (f=d+e)	RP a pagar
Presidência da República	450	121	27	3	1	3	1	119	121	585
MAPA	1.017	173	17	1	0	0	0	165	165	691
MCTI	1.006	164	16	97	10	70	7	158	228	451
MDIC	105	4	4	1	1	1	1	7	8	223
MME	70	5	8	2	3	2	3	14	16	20
M. Transportes	12.156	7.293	60	1.957	16	1.532	13	2.561	4.093	5.202
M. Comunicações	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MMA	200	15	8	3	2	3	1	31	34	52
MDA	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0
M. Defesa	9.741	5.961	61	1.506	15	1.418	15	1.578	2.995	1.785
M. Int. Nacional	5.175	1.339	26	324	6	296	6	942	1.238	3.860
M. das Cidades	6.008	2.252	37	708	12	708	12	831	1.538	11.313
Outros**	20.635	4.008	19	967	5	863	4	5.088	5.951	23.729
Total	56.564	21.336	38	5.568	10	4.895	9	11.497	16.392	47.911

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

** Inclui Câmara dos Deputados, Senado, TCU, STF, STJ, Justiça Federal, Justiça Militar, Justiça Eleitoral, Justiça do Trabalho, Justiça do DF e Territórios, Ministério Público da União, Ministério do Planejamento, Ministério da Fazenda, Ministério da Educação, Ministério da Justiça, Ministério da Previdência Social, Ministério das Relações Exteriores, Ministério da Saúde, Ministério do Trabalho e do Emprego, Ministério da Cultura, Ministério do Esporte, Ministério do Turismo, Ministério do Desenvolvimento Social.

Tabela II - Execução Orçamentária do Ministério dos Transportes - OGU 2017
Investimentos - Por Modalidade

Valores em final de período - atualizados até 30/07/2017*

R\$ milhão

Modalidade	Dotação Autorizada (a)	Empenho (b)	(b/a) %	Liquidação (c)	(c/a) %	Pagamento (d)	(d/a) %	Restos a Pagar pagos (e)	Total Pago (f=d+e)	RP a pagar
Aeroportuário	525	63	12	1	0	1	0	9	11	134
Ferrovário	893	629	70	114	13	114	13	175	289	393
Hidroviário	212	84	40	19	9	16	8	20	36	198
Portuário	588	124	21	0	0	0	0	124	124	474
Rodoviário	9.418	6.096	65	1.760	19	1.342	14	2.072	3.415	3.737
Outros	520	297	57	63	12	58	11	159	218	267
Total	12.156	7.293	60	1.957	16	1.532	13	2.561	4.093	5.202

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

Valores menores que R\$ 1 milhão não estão descritos na tabela.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

Tabela III - Demonstrativo dos Restos a Pagar Inscritos em 2017

Restos a Pagar Processados

Valores em final de período - atualizados até 30/07/2017* R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	307	1	220	87
União	4.495	124	997	3.374

Restos a Pagar Não-processados

Valores em final de período - atualizados até 30/07/2017* R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	7.572	115	2.341	5.115
União	56.255	1.217	10.501	44.538

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

* Os dados ainda estão "em aberto", ou seja, sujeitos a alteração.

**Tabela IV - Orçamento de Investimentos – 2017
Estatais e Agências de Fomento**

R\$ milhão

Por órgão	Dotação	Despesa realizada até 3º bim.
Ministério de Minas e Energia	81.963	21.798
Ministério dos Transportes ¹	1.640	359
Ministério das Comunicações ²	1.487	236
Outros	6.413	1.178
Total	91.503	23.571

R\$ milhão

Por subfunção	Dotação	Despesa realizada até 3º bim.
Produção Industrial	108	12
Energia Elétrica	9.373	1.312
Combustíveis Minerais	63.597	17.645
Transporte Aéreo	973	277
Transporte Hidroviário	2.142	558
Transportes Especiais	5.469	2.059

¹ Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil

² Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

R\$ milhão

Por função	Dotação	Despesa realizada até 3º bim.
Indústria	67	9
Comunicações	1.405	236
Energia	81.929	21.789
Transporte	1.664	361

R\$ milhão

Por unidade	Dotação	Despesa realizada até 3º bim.
Grupo Eletrobrás	30	179
Grupo Petrobras	55.508	15.532
Cias DOCAS	656	83
Infraero	984	277

Fonte: Portaria nº 17/2017 da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais.